

Центральноукраїнський національний технічний університет  
Факультет будівництва, транспорту та енергетики  
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту ”  
Зав. кафедри ЕТС та ЕМ  
канд. техн. наук., професор  
\_\_\_\_\_Петро ПЛЕШКОВ  
“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_2025 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
**за другим (магістерським) рівнем вищої**  
**освіти**  
**на тему**  
**“Синтез комбінованої системи резервного**  
**електроживлення лікарні”**

Виконав здобувач вищої освіти  
2 курсу магістратури, групи ЕНМ-24М  
ОПП «Енергетичний менеджмент»  
спеціальності 141 «Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка»  
\_\_\_\_\_Данило ПОНОМАРЕНКО  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_2025 р.

Керівник роботи  
доктор техн. наук, професор  
\_\_\_\_\_Сергій ОСАДЧИЙ  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_2025 р.  
Рецензент \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

## Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Енергетичний менеджмент

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Плешков П.Г.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 р.

## ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Пономаренка Данила Андрійовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Синтез комбінованої системи резервного електроживлення лікарні

Synthesis of a combined backup power supply system for hospital

2. Керівник роботи (проекту) Осадчий Сергій Іванович, доктор тех. наук, проф.

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту 16.12.2025 р

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) Метою даного дослідження є проектування електропостачання лікарні в результаті інтеграції фотоелектричної системи та дизель-генератора. Завдання роботи: 1. Аналіз сучасних підходів до оптимізації комбінованих енергосистем. 2. Дослідження обчислення сонячної радіації у неблагоприятні сезони. 3. Розроблення математичної моделі автономної фотоелектричної енергосистеми, призначеної для надійного забезпечення електропостачання у випадках нестабільної роботи централізованих мереж, передбачає створення алгоритмів функціонування під час як короткочасних, так і тривалих збоїв подачі електроенергії. 4. Розрахунок PV-системи з дизель-генератором, для резервного енергозабезпечення при короткочасних відключеннях.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

| Розділ               | Консультант                       | Підпис, дата   |                  |
|----------------------|-----------------------------------|----------------|------------------|
|                      |                                   | Завдання видав | Завдання прийняв |
| <i>Охорона праці</i> | <i>к.т.н, доц. Савеленко І.В.</i> |                |                  |

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

| № з/п    | Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи                                   | Строк виконання етапів роботи | Примітка |
|----------|---|-------------------------------|----------|
| <i>1</i> | <i>Вступ</i>  | <i>15.09.2025</i>             |          |
| <i>2</i> | <i>Завдання синтезу комбінованої системи резервного електроживлення лікарні</i> | <i>06.10.2025</i>             |          |
| <i>3</i> | <i>Розрахунок комбінованої системи резервного електроживлення лікарні</i>       | <i>31.10.2025</i>             |          |
| <i>4</i> | <i>Моделювання комбінованої системи резервного електроживлення лікарні</i>      | <i>15.11.2025</i>             |          |
| <i>5</i> | <i>Охорона праці</i>  | <i>17.11.2025</i>             |          |
| <i>6</i> | <i>Висновки</i>   | <i>20.11.2025</i>             |          |
| <i>7</i> | <i>Оформлення пояснювальної записки КР</i>                                      | <i>26.11.2025</i>             |          |
| <i>8</i> | <i>Оформлення презентаційної частини КР</i>                                     | <i>03.12.2025</i>             |          |

Дата видачі завдання

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 р.

Підпис керівника \_\_\_\_\_

Завдання прийнято до виконання

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 р.

Підпис здобувача \_\_\_\_\_

## АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 126 с.; 60 рис.; 5 табл.; 20 джерел; 1 додаток

**Пономаренко Д. А. Синтез комбінованої системи резервного електроживлення лікарні. – Рукопис.**

Магістерська робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Енергетичний менеджмент». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2025 рік.

Метою роботи є дослідження проектування електропостачання лікарні на основі інтеграції фотоелектричної системи та дизель-генератора.

У роботі обґрунтовано доцільність використання комбінованих систем, що поєднують відновлювані джерела енергії з традиційними дизель-генераторними установками для забезпечення гарантованого електропостачання струмоприймачів.

За допомогою сучасних програмних застосунків розроблено моделі двох принципово різних варіантів комбінованої системи резервування: гібридну систему з сонячними панелями, акумуляторною батареєю та дизель-генератором, а також мережеву фотоелектричну станцію збільшеної потужності у поєднанні з дизельною установкою без накопичувачів енергії.

Проведено комплексний техніко-економічний обох варіантів. Отримані результати підтверджують, що запропоновані рішення забезпечують покращення автономності, оптимізацію витрат на електроенергію та підвищення стійкості критичної інфраструктури в умовах зростання енергетичних ризиків.

**Ключові слова:** резервне електропостачання, фотоелектрична система, дизель-генератор, інвертор

## THE SUMMARY

Qualification work: 126 p.; 60 fig.; 5 tables; 20 sources; 1 appendix

**Ponomarenko D. A. Synthesis of a combined backup power supply system for hospital. – Manuscript.**

Master's thesis in the specialty 141 «Electric power engineering, electrical engineering, and electromechanics,» OPP «Energy Management.» – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2025.

The purpose of the work is to study the design of power supply for hospital based on the integration of a photovoltaic system and a diesel generator.

The work substantiates the feasibility of using combined systems that combine renewable energy sources with traditional diesel generator sets to ensure a guaranteed power supply to current collectors.

Using modern software applications, models of two fundamentally different options for a combined backup system have been developed: a hybrid system with solar panels, a storage battery, and a diesel generator, as well as a network photovoltaic station of increased capacity in combination with a diesel unit without energy storage devices.

A comprehensive technical and economic analysis of both options has been carried out. The results confirm that the proposed solutions improve autonomy, optimize electricity costs, and increase the resilience of critical infrastructure in the face of growing energy risks.

**Key words:** backup power supply, photovoltaic system, diesel generator, inverter

## ЗМІСТ

|   |     |
|---|-----|
| <b>ВСТУП</b> .....  | 7   |
| <b>РОЗДІЛ 1. ЗАВДАННЯ СИНТЕЗУ КОМБІНОВАНОЇ СИСТЕМИ РЕЗЕРВНОГО ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ ЛІКАРНІ</b> ..... | 11  |
| 1.1 Потенціал сонячної енергетики .....   | 11  |
| 1.2 Системи електроживлення з використанням сонячної енергії.....                               | 17  |
| 1.3 Фотоелектричні системи та принцип роботи інверторів .....                                   | 19  |
| 1.4 Енергетичні моделі .....  | 25  |
| 1.4.1. Стратегії диспетчеризації енергії в гібридних системах .....                             | 27  |
| 1.4.2. Дизельно-РV система з акумуляторними батареями .....                                     | 30  |
| Висновки до розділу .....   | 36  |
| <b>РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК КОМБІНОВАНОЇ СИСТЕМИ РЕЗЕРВНОГО ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ ЛІКАРНІ</b> .....       | 38  |
| 2.1 Аналіз об'єкту.....   | 38  |
| 2.2 Варіанти підключення .....  | 45  |
| 2.3 Вибір ДЕС .....   | 46  |
| 2.4 Розрахунок першого варіанту фотоелектричної системи.....                                    | 52  |
| 2.5 Розрахунок другого варіанту фотоелектричної системи .....                                   | 66  |
| Висновки до розділу .....   | 74  |
| <b>РОЗДІЛ 3. МОДЕЛЮВАННЯ КОМБІНОВАНОЇ СИСТЕМИ РЕЗЕРВНОГО ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ ЛІКАРНІ</b> .....      | 75  |
| 3.1 Схема та принцип роботи гібридної СЕС з сумісністю ДЕС .....                                | 75  |
| 3.2 Моделювання гібридної СЕС.....  | 80  |
| 3.3 Схема та принцип роботи мережевої СЕС з сумісністю ДЕС.....                                 | 93  |
| 3.4 Моделювання мережевої СЕС .....   | 95  |
| 3.5 Комерційне порівняння схем резервування .....   | 107 |
| Висновки до розділу .....   | 112 |
| <b>РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА ПРАЦІ</b> .....  | 115 |
| <b>ВИСНОВКИ</b> .....   | 121 |
| <b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ</b> .....   | 124 |
| <b>ДОДАТКИ</b> .....  | 127 |
| <b>ДОДАТОК А</b> .....  | 127 |

## ВСТУП

**Актуальність теми.** В умовах воєнного стану та систематичних ворожих ударів по енергетичній інфраструктурі здійснюються систематичні та внепланові відключення споживачів від електричних мереж. Медичні заклади належать до об'єктів підвищеної відповідальності, де навіть короточасне відключення електроенергії може призвести до загрози життю пацієнтів та втрати медичних даних та результатів досліджень.

Згідно з офіційними даними Держенергоефективності, в Україні функціонує понад 40 000 сонячних електростанцій, що свідчить про стрімке зростання популярності відновлюваної енергетики. Власники автономних та гібридних сонячних електростанцій стикаються з серйозною проблемою в холодний період року - спостерігається критичне зниження енергогенерації через короткий світловий день і несприятливі погодні умови.

Взимку енергоефективність панелей може падати до 10-15% . Така ситуація створює енергетичний дефіцит саме в період найбільшого споживання електроенергії. В умовах воєнного часу та регулярних ракетних атак на енергетичну інфраструктуру України проблема нестабільного електропостачання стає особливо актуальною.

В умовах коли недостача чи відсутність електроенергії є недопустимим. Рациональним технічним рішенням є синтез сонячної станції з дизель-генератором. СЕС працюють в одній системі з дизель-генератором, де сонячна енергія розглядається з пріоритетом в електромережі, а дизель генератор компенсує зазор між поточним навантаженням та генерацією.

Ефективне резервне енергозабезпечення часто передбачає комбінування різних технологій залежно від потреб споживача, бюджету та специфіки об'єкта, що потребує електропостачання.

Відповідно до нормативно-правової документації для лікарні додаткові взаєморезервуючі джерела живлення (такі як СЕС та ДЕС) передбачаються лише для критично важливих струмоприймачів.

До критично важливих медичних підрозділів, що потребують безперервного електропостачання, належать:

- реанімаційні та відділення інтенсивної терапії;
- приймальні відділення та відділення екстреної медичної допомоги;
- хірургічні блоки та операційні зали;
- пологові відділення;
- неонатологічні відділення;
- ізоляційні бокси та палати інфекційного профілю.

**Мета і задачі роботи.** Метою даного дослідження є проектування електропостачання лікарні в результаті інтеграції фотоелектричної системи та дизель-генератора.

Реалізація поставленої мети здійснюється шляхом послідовного виконання комплексу взаємопов'язаних наукових завдань.

- 1) Аналіз сучасних підходів до оптимізації комбінованих енергосистем.

Виконання ґрунтовного аналізу сучасних підходів до підвищення ефективності роботи гібридних енергетичних систем передбачає дослідження різних методів оптимізації їх функціонування. Головний акцент робиться на раціональному використанні палива та зменшенні обсягів шкідливих викидів в атмосферу завдяки інтеграції відновлюваних джерел енергії. Додатково розглядаються сучасні технології енергоменеджменту, системи накопичення енергії та алгоритми інтелектуального керування, що дозволяють збалансувати навантаження, підвищити економічність роботи та подовжити ресурс дизельних установок.

- 2) Дослідження обчислення сонячної радіації у небагатоприятні сезони

- 3) Розроблення математичної моделі автономної фотоелектричної енергосистеми, призначеної для надійного забезпечення електропостачання у випадках нестабільної роботи централізованих мереж, передбачає створення алгоритмів функціонування під час як короткочасних, так і тривалих збоїв подачі електроенергії.

4) Розрахунок PV-системи з дизель-генератором, для резервного енергозабезпечення при короткочасних відключеннях.

Об'єкт дослідження – синтез комбінованої системи резервного електроживлення на прикладі міської лікарні.

Предмет дослідження – розробка оптимальної PV-системи з дизель-генератором для резервного електроживлення струмоприймачів лікарні.

Методи досліджень. Створення математичних моделей енергетичного балансу комбінованої системи. Розробка варіантів архітектури системи та вибір оптимальної конфігурації для лікарні. Формалізація алгоритмів розподілу навантажень між відновлюваними джерелами, дизель-генераторами та накопичувачами енергії

#### **Основні наукові результати роботи:**

1) Запропоновано концепцію гібридної системи енергопостачання для медичного закладу, що поєднує сонячну електростанцію та дизель-генераторні установки з урахуванням специфіки роботи критично важливих відділень.

2) Сформовано алгоритм керування комбінованої системи. У томі числі перемикання між взаєморезервуючими джерелами живлення в залежності від поточного навантаження, метеорологічних параметрів і стану зовнішньої електромережі.

3) Розроблена математична модель фотоелектричної енергосистеми з дизель-генератором, яка описує оптимальний розподіл потужностей між джерелами енергії та пріоритезацію живлення медичного обладнання.

4) Розроблено рекомендації щодо оптимального співвідношення потужностей між альтернативними джерелами, системами акумуляування та традиційними генераторними установками для лікувальних закладів різних типів та спеціалізації. Системи керування забезпечують інтеграцію всіх елементів системи, оптимізуючи їхню взаємодію і покращуючи загальну ефективність.

5) Запропоновано типові проєктні рішення, які можуть бути використані при розробці індивідуальних систем резервного живлення для медичних закладів

### **Основні практичні результати роботи:**

1) Формування розрахункових методологій для визначення найефективніших параметрів системи резервного електропостачання, що включає детальний аналіз потужностей різних компонентів, оптимізацію співвідношення між сонячними панелями та дизельними агрегатами, врахування сезонних коливань навантаження та кліматичних факторів регіону розташування медичного закладу. Методика враховує специфічні особливості медичних навантажень, включаючи різні категорії електроприймачів (від некритичних побутових до життєво важливих реанімаційних). Розрахункові алгоритми базуються на статистичному аналізі метеорологічних даних регіону за 10-15 років, прогнозуванні сонячної інсоляції методами машинного навчання та моделюванні стохастичних процесів відмов обладнання.

2) Розроблення стандартизованих технічних рішень для лікарень, що значно спрощує процес впровадження подібних систем та зменшує вартість проектування. Типові рішення розроблені згідно з нормативно-правовою документацією, включаючи модульну архітектуру з можливістю масштабування відповідно до зростання потреб медичного закладу. Стандартизація охоплює типові схеми електропостачання, стандартні рішення для інтеграції відновлюваних джерел енергії.

**Загальна характеристика наукової роботи.** Кваліфікаційна робота складається із вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел, додатку. Повний обсяг роботи складає 152 сторінки. Основна частина викладена на 110 сторінках друкованого тексту, містить 60 рисунків та 5 таблиць. Список використаних джерел містить 20 джерел та викладений на 3 сторінках. До роботи додається 1 додаток обсягом 26 сторінок.

# РОЗДІЛ 1

## ЗАВДАННЯ СИНТЕЗУ КОМБІНОВАНОЇ СИСТЕМИ РЕЗЕРВНОГО ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ ЛІКАРНІ

### 1.1 Потенціал сонячної енергетики

Відновлювані джерела енергії (ВДЕ) завдяки своїй невичерпності, екологічній безпечності та технічному прогресу стали ключовим фактором трансформації глобального енергетичного сектору. Їх активне впровадження у світовий енергобаланс обумовлено потребою зменшення викидів парникових газів, диверсифікацією енергопостачання та досягненням енергетичної незалежності країн.

Згідно з даними Міжнародного агентства з відновлюваної енергетики (IRENA), до кінця 2021 року сумарна встановлена потужність ВДЕ у світі перевищила 3,06 тис. ГВт. Найбільшу частку традиційно займала гідроенергетика – близько 1360 ГВт, що робить її найдавнішим і водночас наймасштабнішим напрямом відновлюваної енергетики. Проте саме сонячні та вітрові установки демонструють найвищі темпи розвитку, поступово скорочуючи розрив із гідрогенерацією.

Лише протягом 2021 року у світі було введено понад 130 ГВт нових сонячних потужностей і 165 ГВт вітрових електростанцій, що підтверджує пріоритетність цих технологій у контексті глобального енергетичного переходу. Експерти IRENA прогнозують, що за поточних темпів приросту до 2030 року частка ВДЕ може подвоїтися, забезпечивши понад 60% загального обсягу виробленої електроенергії.

В Україні загальна потужність фотоелектричної генерації станом на кінець 2021 року становила 8,06 ГВт, що вивело країну до лідерів регіону Центрально-Східної Європи.

Потенціал сонячної енергетики є практично необмеженим, адже сонячна радіація доступна майже в будь-якій точці планети. Кількість енергії, яку Земля

отримує від Сонця протягом однієї години, перевищує річне споживання енергії людством у тисячі разів. За оцінками вчених, планета безперервно отримує близько 173 000 ТВт потужності сонячного випромінювання — майже у 10 000 разів більше, ніж поточне глобальне енергоспоживання.

Проте кількість енергії, придатної для практичного використання в генерації електроенергії чи теплопостачанні, залежить від багатьох змінних факторів. Серед них ключову роль відіграють географічне положення об'єкта (широта та висота над рівнем моря), пора року та час доби, поточні метеорологічні умови (хмарність, вологість, аерозольне забруднення атмосфери), а також орієнтація та кут нахилу приймальної поверхні.

Дослідження оптимального розміщення PV-станцій здійснюється у двох основних напрямках, кожен з яких має власну методологію та інструментарій.

#### 1) Системний підхід до інтеграції СЕС у наявну енергомережу.

У цьому випадку застосовуються алгоритми математичної оптимізації, які враховують пропускну здатність електричних ліній, режими роботи підстанцій, топологію мережі та графіки навантаження. Некоректне підключення генеруючих потужностей може призвести до небажаних наслідків: зростання втрат активної потужності в мережі, виникнення зворотних потоків енергії, падіння напруги в окремих вузлах, порушення стійкості енергосистеми та зниження загальної ефективності генерації.

#### 2) Оцінка регіонального потенціалу сонячних ресурсів.

Цей напрямок передбачає аналіз природних і технічних умов території для визначення оптимальних зон розміщення фотомодулів. У цьому контексті розрізняють чотири рівні потенціалу:

*Теоретичний потенціал* — загальна кількість сонячної енергії, що надходить на певну територію без врахування будь-яких обмежень.

*Географічний потенціал* — обсяг енергії з урахуванням рельєфу, клімату, водних та природоохоронних зон.

*Технічний потенціал* — реально досяжна генерація з урахуванням ККД панелей, доступних площ і технічної інфраструктури.



### Monthly solar irradiation estimates

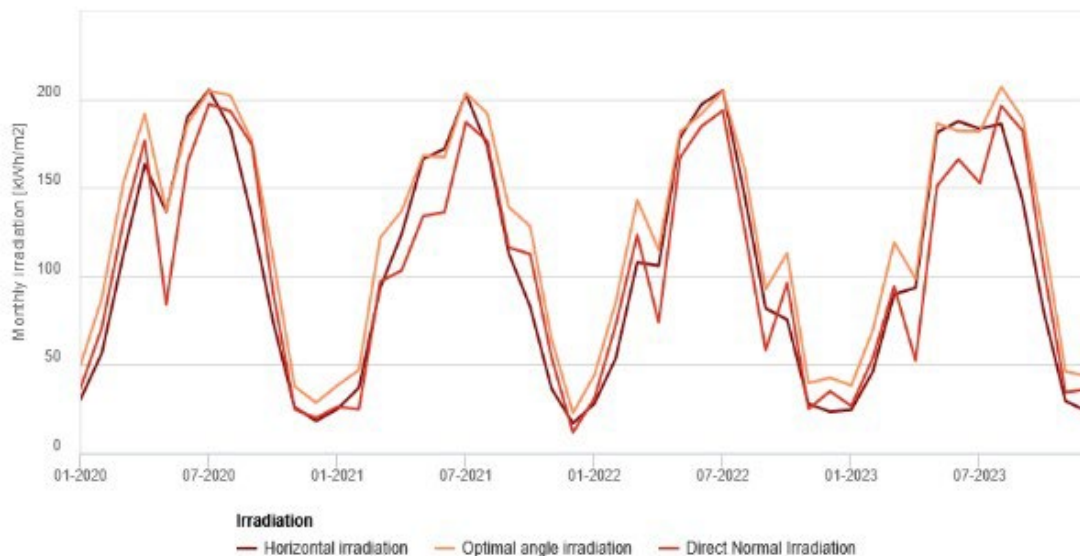


Рис.1.2. Графік щомісячного сонячного випромінювання в Кіровоградській області.

### Monthly average temperature



Monthly average temperature

| Month     | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|-----------|------|------|------|------|
| January   | 0.6  | -2   | -1.7 | -0.2 |
| February  | 1.5  | -4.1 | 1.3  | -0.5 |
| March     | 6.3  | 2.2  | 1.8  | 5.3  |
| April     | 10.2 | 7.8  | 8.7  | 9.7  |
| May       | 13.7 | 14.7 | 15.2 | 15.7 |
| June      | 22.5 | 20.3 | 21.2 | 20.8 |
| July      | 23.3 | 24.2 | 21.7 | 22.1 |
| August    | 23   | 22.3 | 22.9 | 23.5 |
| September | 18.9 | 14   | 13.9 | 19   |
| October   | 13.3 | 8.1  | 10.1 | 12.8 |
| November  | 3.9  | 4.5  | 3.8  | 4.8  |
| December  | 0.2  | -0.4 | 1    | 1.4  |

Рис. 1.3. Графік щомісячної температури Кіровоградської області.

Відповідно до графіку (рис. 1.2. ) у найтепліший місяць (липень) з 2020-2023 р. середня місячна інсоляції складає  $182,4 \text{ кВт*год/м}^2$ . У найхолодніший місяць (січень) середня місячна інсоляції складає  $30,2 \text{ кВт*год/м}^2$ .

Потенційні інвестори в галузі сонячної енергетики першочергово аналізують продуктивність фотоелектричних панелей та економічні показники проектів. Обсяг електроенергії, генерованої PV-модулями, визначається комплексом взаємопов'язаних факторів:

- тип та ефективність фотоелементів;
- температурні характеристики;
- орієнтація та нахил панелей;
- чистота поверхні модулів;
- якість монтажу та умов експлуатації.

Інтенсивність сонячного випромінювання, що потрапляє на поверхню панелей, визначає генерацію електроенергії і є ключовим параметром на етапі проектування. Сучасні математичні моделі враховують всі три складові радіації: пряму (beam radiation), розсіяну або дифузну (diffuse radiation – рис.1.3) та відбиту або альbedo (reflected radiation). Моделювання здійснюється як для ідеальних умов безхмарного неба, так і для реальних погодних ситуацій. Розраховується повна освітленість горизонтальної поверхні (GHI - Global Horizontal Irradiance – рис.1.2) або похилої площини з оптимальним кутом нахилу (POA - Plane of Array Irradiance).

На рис. 1.4. приведено середньомісячне співвідношення дифузної радіації до глобальної в Кіровоградській області з 2020 по 2023 роки.

**Monthly average diffuse to global ratio**



**Diffuse/global ratio**

| Month     | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|-----------|------|------|------|------|
| January   | 0.67 | 0.74 | 0.72 | 0.72 |
| February  | 0.52 | 0.74 | 0.5  | 0.6  |
| March     | 0.42 | 0.5  | 0.43 | 0.49 |
| April     | 0.37 | 0.52 | 0.6  | 0.65 |
| May       | 0.6  | 0.49 | 0.42 | 0.46 |
| June      | 0.41 | 0.46 | 0.38 | 0.41 |
| July      | 0.37 | 0.39 | 0.38 | 0.45 |
| August    | 0.37 | 0.37 | 0.45 | 0.35 |
| September | 0.3  | 0.45 | 0.65 | 0.33 |
| October   | 0.5  | 0.43 | 0.47 | 0.46 |
| November  | 0.72 | 0.55 | 0.71 | 0.63 |
| December  | 0.75 | 0.84 | 0.65 | 0.64 |

Рис.1.4. Графік середньомісячного співвідношення дифузної радіації до глобальної в Кіровоградській області.

Основна мотивація розвитку PV-станцій полягає у вирішенні екологічних, економічних та технічних завдань сучасної енергетики.

*Екологічні переваги:*

- суттєве скорочення викидів парникових газів (CO<sub>2</sub>, метану, оксидів азоту), що сприяє боротьбі зі зміною клімату;
- зменшення потреби у будівництві нових високовольтних ЛЕП завдяки децентралізованій генерації;
- збереження невідновлюваних енергоресурсів для майбутніх поколінь.

*Економічні переваги:*

- гнучкість у виборі місця розташування та масштабів проекту – від приватних дахових установок до промислових наземних станцій, що знижує початкові капітальні витрати;
- відсутність витрат на паливо під час експлуатації мінімізує операційні витрати та стабілізує собівартість електроенергії;
- використання екологічно чистих технологій зменшує навантаження на систему охорони здоров'я та соціальні витрати суспільства;
- диверсифікація енергопостачання зменшує залежність від імпорту енергоносіїв та коливань цін на світових ринках.

*Технічні переваги:*

- підтримка стабільного профілю напруги в розподільчих мережах, що зменшує потребу у встановленні додаткових регуляторів напруги та статичних компенсаторів;
- підвищення надійності електропостачання через диверсифікацію джерел енергії;
- зниження сумарних технічних втрат електроенергії в мережах за рахунок локальної генерації поблизу споживачів та скорочення довжини транспортування;
- можливість автономної або острівної роботи у разі аварій у магістральних мережах;

- забезпечення динамічного регулювання генерації активної потужності та гнучкого управління потоками реактивної енергії (споживання або генерація) в режимі реального часу завдяки сучасним інверторам з розширеними функціями Grid Support;

- швидка реакція на зміни навантаження – сучасні інвертори можуть змінювати вихідну потужність за мілісекунди;

- участь у програмах балансування частоти та напруги, що підвищує стійкість енергосистеми.

Завдяки поєднанню економічної доцільності, екологічної безпечності та високої технологічності сонячна енергетика залишається одним із найперспективніших напрямів енергетичного розвитку України та світу.

## **1.2 Системи електроживлення з використанням сонячної енергії**

Система гарантованого електропостачання (СГЕ) розроблена спеціально для забезпечення безперервної подачі електроенергії споживачам в умовах систематичних та тривалих відключень від централізованої електромережі.

Фотоелектрична станція (сонячна електростанція) гарантує споживачам стабільну напругу належної якості навіть за умов значних коливань параметрів електромережі, короткочасних провалів напруги та тривалих аварійних відключень. Така система особливо ефективна в Україні у військовий період, де спостерігаються часті перебої в роботі через руйнування електромереж та пошкодження інфраструктури.

У таких гібридних енергосистемах централізована електромережа виконує роль первинного джерела, а PV-система у ролі резервного джерела живлення. Вибір конфігурації залежить від параметрів якості підключеної електроенергії, специфіки енергосистеми та пріоритетів споживача. Сучасні інвертори дозволяють автоматично перемикатися між джерелами живлення за мілісекунди, забезпечуючи безперебійність роботи обладнання.

Фотоелектричні системи ефективно застосовуються для нарощування доступної потужності в умовах встановлених обмежень на споживання електроенергії. Вони дозволяють жити виділені пріоритетні навантаження без перевищення ліміту споживання з мережі.

Алгоритм роботи комбінованої енергосистеми резервного живлення побудований на принципі раціонального використання енергії та максимального залучення відновлюваних джерел. Основна мета полягає у зниженні споживання електроенергії з централізованої мережі та забезпеченні автономності лікарні навіть у разі повного зникнення зовнішнього живлення.

Під час достатнього рівня сонячної радіації система автоматично від'єднує об'єкт від центральної енергомережі. У цей момент живлення медичних підрозділів відбувається виключно за рахунок сонячних панелей, а надлишкова енергія спрямовується на заряд акумуляторних батарей. Такий режим дозволяє лікарні функціонувати повністю автономно, не споживаючи енергії від зовнішнього джерела.

Особливу роль у стабільності системи відіграє контроль глибини розряду акумуляторів, який обмежується до рівня приблизно 25–30% їхньої номінальної ємності. Подібний підхід виконує подвійну функцію: по-перше, забезпечує резерв енергії для непередбачуваних ситуацій, по-друге — збільшує тривалість служби батарей, адже надмірне розрядження значно прискорює деградацію елементів. Застосування сучасних літій-залізо-фосфатних ( $\text{LiFePO}_4$ ) акумуляторів дає змогу досягати понад 6000 циклів заряд–розряд, що робить їх оптимальними для систем безперервного енергопостачання.

Коли заряд елементів накопичення досягає мінімального порогового значення, інвертор автоматично активує підключення до зовнішньої електромережі. У такому режимі споживачі продовжують отримувати безперервне живлення, а акумулятори поступово відновлюють свою ємність. Якщо одночасно триває генерація від сонячних панелей (наприклад, удень), енергія від них використовується паралельно з мережею, що зменшує навантаження на останню та прискорює заряджання.

У випадку аварійного зникнення напруги у зовнішній електромережі відбувається миттєве автоматичне перемикання на резервне живлення від акумуляторних батарей. Ємність накопичувачів зазвичай розраховується так, щоб забезпечити автономну роботу системи протягом 24–72 годин, залежно від критичності енергоспоживачів лікарні. Розрахунки виконуються з урахуванням найгірших кліматичних умов – зимових днів із мінімальною інсоляцією, густою хмарністю чи снігопадами.

Потужність PV-модулів визначається виходячи з необхідності повного відновлення заряду батарей протягом оптимального часу. Як правило, проектна конфігурація системи розраховується так, щоб забезпечити повний заряд протягом двох сонячних днів у весняно-осінній період, коли рівень сонячного випромінювання середній. Такий підхід дозволяє компенсувати спожиту енергію та зберігати систему у постійній готовності до аварійних ситуацій.

Однак у зимовий сезон, коли тривалість світлового дня скорочується до 6–8 годин, а рівень хмарності перевищує 80%, лише сонячної генерації може бути недостатньо. У таких обставинах до роботи залучаються додаткові джерела електроенергії, які підвищують надійність енергопостачання.

### **1.3 Фотоелектричні системи та принцип роботи інверторів**

У фотоелектричних енергетичних комплексах сонячне випромінювання абсорбується напівпровідниковими структурами фотоелементів, виготовлених переважно з кремнію (монокристалічного, полікристалічного) або тонкоплівкових матеріалів (CdTe, CIGS, перовскітів). Енергія поглинених фотонів ініціює вивільнення валентних електронів з атомів напівпровідника, створюючи електричний струм завдяки фотоелектричному ефекту.

Вироблена енергія має постійну напругу, тому для живлення більшості побутових і промислових споживачів вона перетворюється в змінну за допомогою спеціального пристрою – інвертора. Саме інвертор виконує ключову функцію в інтеграції сонячної установки до електричної системи. Але окрім

цього інвертор виконує ряд інших функцій. Він забезпечує синхронізацію з мережевою частотою, узгодження фазових кутів, підтримання стабільної вихідної напруги, відстеження точки максимальної потужності (MPPT - Maximum Power Point Tracking), захист від перенапруг та коротких замикань, моніторинг ізоляції, а також відключення при аварійних ситуаціях відповідно до протоколів anti-islanding.

Класифікація інверторів за функціональним призначенням на сучасному ринку представлені три базові категорії інверторів, кожна з яких оптимізована під певні сценарії експлуатації:

*Мережеві інвертори:*

Мережеві перетворювачі функціонують виключно в режимі жорсткої синхронізації з параметрами електричної мережі (напруга, частота, фаза). При зникненні напруги в мережі такі інвертори автоматично відключаються згідно з вимогами стандартів безпеки (IEEE 1547, EN 50438, VDE-AR-N 4105) для запобігання небезпеці ураження електричним струмом ремонтного персоналу.

*Автономні інвертори:*

Автономні інвертори функціонують незалежно від централізованої електромережі. Вони здатні одночасно заряджати акумуляторні батареї й живити споживачів безпосередньо від PV-модулів, проте не мають можливості експортувати електроенергію до зовнішньої мережі. Такі системи зазвичай використовують у віддалених районах або як резервне живлення для критично важливих об'єктів, де немає стабільного підключення до загальної енергомережі.

*Гібридні інвертори:*

Гібридні перетворювачі представляють найбільш універсальне та технологічно просунуте рішення, інтегруючи функціональність як автономних, так і мережевих систем. Обов'язковою конструктивною особливістю є наявність вхідного інтерфейсу для підключення до централізованої електромережі, що забезпечує багатосценарну роботу установки.

Такі інвертори забезпечують живлення навантажень з пріоритетом від сонячних панелей, акумулюють надлишкову енергію в батареях, експортують

залишки до загальної енергосистеми за механізмом net-metering або feed-in tariff, а також імпортують електроенергію з мережі в періоди недостатньої генерації або пікового споживання. Сучасні гібридні інвертори оснащені алгоритмами машинного навчання, що прогнозують споживання та оптимізують розподіл потоків енергії для максимальної економії коштів.

Також інвертори поділяються на кілька конструктивних підтипів:

*Централізовані інвертори (Central Inverters)* – потужні промислові агрегати номінальною потужністю від 500 кВт до декількох мегават, що застосовуються на наземних сонячних фермах великої потужності. Характеризуються високим ККД (до 98-99%), але мають обмежену гнучкість при нерівномірному затіненні різних секцій фотомодулів. Зазвичай один централізований інвертор обслуговує десятки або сотні кіловат встановлених панелей.

*Стрінгові інвертори (String Inverters)* – найпоширеніше рішення для комерційних об'єктів, приватних домогосподарств та об'єктів середньої потужності (від 3 до 100 кВт). Кожен інвертор підключається до окремого стрінга (послідовного ланцюга) з 8-25 фотоелектричних модулів. Забезпечують оптимальний баланс між вартістю, ефективністю та простотою обслуговування. Сучасні моделі оснащуються множинними MPPT-трекерами (від 2 до 12), що дозволяє підключати стрінги з різною орієнтацією або нахилом.

*Багатострінгові інвертори (Multi-String)* – технологічно удосконалений варіант, що містить індивідуальні DC/DC перетворювачі для кожного стрінга перед загальним інверторним каскадом DC/AC. Це забезпечує незалежне відстеження точки максимальної потужності для стрінгів із різними характеристиками (нахил, азимут, затінення), підвищуючи загальну ефективність системи на 5-15% порівняно зі звичайними стрінговими інверторами.

*Мікроінвертори (Microinverters)* – мініатюрні пристрої потужністю 250-400 Вт, що встановлюються безпосередньо на монтажній конструкції під кожним окремим фотомодулем. Забезпечують індивідуальне перетворення енергії та

MPPT-оптимізацію на рівні панелі, що максимізує продуктивність у складних умовах (часткове затінення деревами, димовими трубами, антенами, нерівномірне забруднення). Додатковими перевагами є модульність системи, спрощений монтаж, підвищена пожежна безпека завдяки відсутності високої постійної напруги на даху. Недоліками залишаються вища вартість та складність обслуговування через розосереджене розміщення обладнання.

На рис. 1.5. приведено види інверторів за конструктивними підтипами

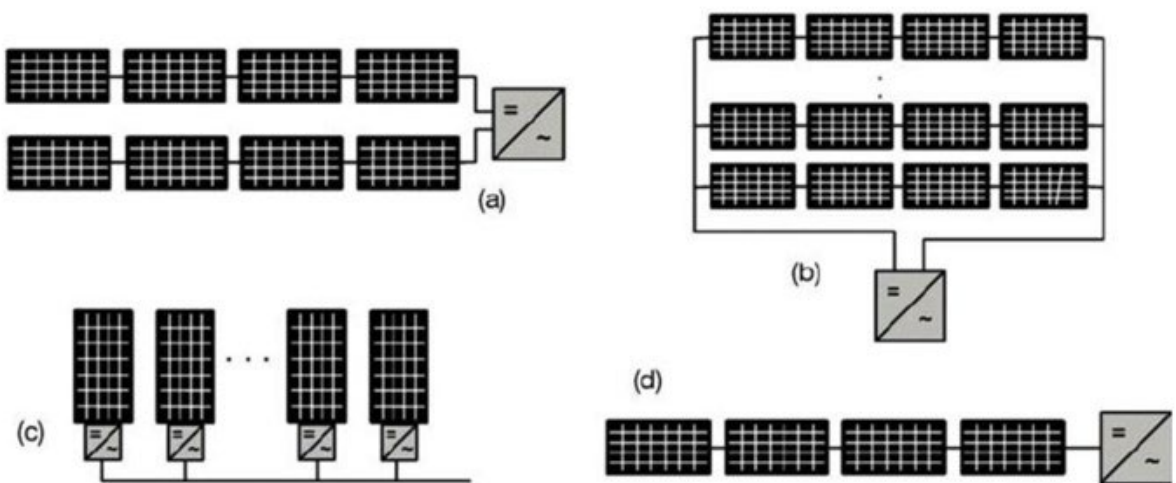


Рис. 1.5. Види фотоелектричних інверторів

a) багатострінговий (multi-string); b) централізований (central); c) мікроінвертор (microinverter); d) стрінговий (string inverters).

Сучасні інвертори, окрім базової функції перетворення постійного струму на змінний, оснащуються системами цифрового керування потужністю в реальному часі. Це дозволяє сонячним електростанціям гнучко реагувати на коливання навантаження та вимоги операторів енергосистеми, зберігаючи стабільність напруги й частоти.

Такі можливості дозволяють фотоелектричним установкам гнучко та динамічно реагувати на швидкі коливання навантаження в мережі, виконувати директиви диспетчерських центрів операторів систем передачі (ОСП), брати

участь у ринках балансувальної енергії, а також автономно підтримувати стабільність локальних параметрів – частоти та напруги. Реалізовано два фундаментальні режими регулювання потужності: активною (P-control) та реактивною (Q-control).

Регулювання активної потужності використовується для обмеження, градуального зниження або повного припинення генерації активної енергії в ситуаціях перевантаження локальних розподільчих мереж, при виконанні команд диспетчерського управління або відповідно до умов підключення, визначених мережевою компанією. Інвертор здатен динамічно модулювати вихідну потужність, встановлюючи її на рівні від 0% до 100% номінального значення.

Типові алгоритми P-control включають:

Абсолютне обмеження потужності (Absolute Power Limitation) – жорстке обмеження експорту до певного значення в кВт незалежно від доступної сонячної генерації;

Процентне обмеження (Percentage Limitation) – встановлення максимальної вихідної потужності як відсотка від номінальної потужності інвертора (наприклад, не більше 70%);

Часові графіки обмеження (Time-based Curtailment) – автоматичне зниження потужності у певні години доби відповідно до попередньо завантаженого профілю або зовнішніх команд;

Частотно-залежне регулювання (Frequency-Watt Response) – автоматичне зменшення активної генерації при підвищенні частоти мережі понад номінальне значення (наприклад, 50,2 Гц), що запобігає перевантаженню системи.

Регулювання реактивної потужності застосовується переважно на великих промислових фотоелектричних станціях та розподілених мережевих системах для активної стабілізації напруги у точці загального приєднання (Point of Common Coupling, PCC) до електромережі. За відсутності потреби у регулюванні напруги інвертор працює в режимі unity power factor ( $\cos \varphi = 1$ ), генеруючи виключно активну енергію без реактивної складової.

Управління реактивною компонентою реалізується кількома стандартизованими методами:

Підтримання постійного значення реактивної потужності (Constant Q) – інвертор безперервно генерує або споживає фіксовану кількість реактивної енергії незалежно від поточної активної генерації;

Керування постійним коефіцієнтом потужності (Constant  $\cos \varphi$ ) – підтримання сталого співвідношення між активною та реактивною потужністю в усьому діапазоні роботи;

Робота за характеристикою  $Q(U)$  – динамічне регулювання реактивної потужності залежно від відхилення напруги від номіналу. При підвищенні напруги інвертор споживає реактивну потужність (ємнісний режим), при зниженні – генерує (індуктивний режим), забезпечуючи droop control для стабілізації  $U/U_{ном}$ .

Використання кривої  $\cos(\varphi) = f(P/P_{ном})$  – автоматична зміна коефіцієнта потужності залежно від рівня активної генерації. При низькому навантаженні (ранок, вечір)  $\cos \varphi$  наближається до 1, при високій генерації (полудень) може зсуватися до 0.9 для компенсації впливу на мережу.

Режим "коефіцієнт потужності – напруга" ( $\cos \varphi = f(U)$ ) – інвертор автоматично коригує  $\cos \varphi$  відповідно до поточного значення напруги в точці підключення, реалізуючи адаптивну підтримку напруги без зовнішніх команд.

Також є комбінований режим – інтегрований алгоритм, що одночасно регулює активну та реактивну потужність на основі вимірних параметрів напруги, забезпечуючи максимальну гнучкість та стабільність.

Сучасні цифрові інвертори оснащені вбудованими комунікаційними модулями з підтримкою промислових протоколів: Modbus RTU/TCP, RS485, Ethernet TCP/IP, WiFi, 4G/LTE, а також IoT-платформ (MQTT, OPC UA). Це забезпечує повноцінну інтеграцію фотоелектричних станцій у концепцію Smart Grid – інтелектуальних електричних мереж.

Такі можливості відкривають широкі перспективи для віддаленого моніторингу всіх параметрів роботи (напруга, струм, потужність, енергія,

температура, коди помилок) через вебінтерфейс або мобільні додатки, проактивної діагностики несправностей на основі аналізу трендів та виявлення аномалій, автоматизованого управління режимами роботи диспетчерськими центрами, а також активної участі в програмах Demand Response – регулювання попиту та підтримання балансу енергосистеми у реальному часі.

Найновіші моделі гібридних/автономних інверторів провідних виробників (Fronius, SMA, Huawei, SolarEdge, Victron Energy, GoodWe) мають сумісність з додатковим джерелом живлення (таким як ДЕС). Це надзвичайно важливо для об'єктів соціальної та критичної інфраструктури.

## 1.4 Енергетичні моделі

Успішна енергетична модель визначається насамперед економічною доцільністю проекту та обґрунтованим підбором обладнання, що дозволяє мінімізувати ризики перебоїв у постачанні електроенергії. Правильна конфігурація системи гарантує не лише безперервність енергопостачання, але й належний рівень якості електроенергії та надійність функціонування протягом усього життєвого циклу установки.

Процес енергетичного проектування охоплює комплексний аналіз параметрів системи та ретельний відбір оптимальних компонентів з метою створення економічно вигідного, високоефективного, надійного, екологічно безпечного та технологічно досконалого енергопостачання. Сучасні методології проектування базуються на мультикритеріальній оптимізації, де одночасно враховуються десятки технічних, економічних та екологічних показників.

Інженери використовують спеціалізоване програмне забезпечення для моделювання різних сценаріїв роботи системи: HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources), PVsyst, SAM (System Advisor Model), RETScreen, Helioscope, PVgis та інші платформи. Ці інструменти дозволяють симулювати роботу енергосистеми протягом багатьох років з погодинним розподілом,

враховуючи метеорологічні дані конкретної локації, профілі споживання, деградацію обладнання та коливання тарифів.

Техніко-економічна оцінка проєкту розглядає як прямі капітальні та операційні витрати, так і зовнішні екологічні ефекти (екстерналії), включаючи скорочення викидів парникових газів, зменшення забруднення повітря твердими частинками та оксидами сірки/азоту, збереження водних ресурсів.

Додатково аналізуються критичні фінансові показники:

Термін окупності інвестицій – період, необхідний для повернення початкових капіталовкладень за рахунок економії на електроенергії, зазвичай становить 5-12 років для сонячних систем.

Чиста приведена вартість– різниця між дисконтованими грошовими надходженнями та витратами за весь період експлуатації (25-30 років).

Внутрішня норма рентабельності – показник прибутковості інвестицій, що для життєздатних проєктів зазвичай перевищує 8-15%;

Співвідношення вигід до витрат– для економічно виправданих проєктів має перевищувати 1.0;

Дисконтований термін окупності (DPP) – з урахуванням вартості грошей у часі за певною ставкою дисконтування.

Екологічна складова оцінюється через показники: скорочення викидів CO<sub>2</sub>-еквіваленту в тонах за рік, економія викопного палива (вугілля, газу, нафтопродуктів), зменшення споживання води для охолодження теплових електростанцій, а також розрахунок "вуглецевого сліду" самого виробництва обладнання, який для сучасних PV-модулів становить 1-3 роки залежно від технології та регіону виробництва.

Розробка гібридної енергетичної системи вимагає інженерного балансу між численними взаємопов'язаними компонентами та їх коректним розрахунком потужностей і ємностей. Необхідно визначити оптимальні параметри фотоелектричних масивів (кількість модулів, конфігурація стрінгів, кут нахилу, азимут), ємність акумуляторного банку (кВт·год та кількість циклів), номінальну

потужність інверторів, потужність резервних генераторів, а також параметри системи управління.

Критично важливою є розробка стратегії експлуатації (energy management strategy), яка визначає пріоритети використання різних джерел енергії в залежності від поточних умов.

Сучасні системи управління енергією (EMS) на базі штучного інтелекту та машинного навчання здатні прогнозувати генерацію та споживання на добу вперед з точністю понад 90%, автоматично адаптуючи стратегію роботи для мінімізації витрат та максимізації надійності. Використовуються алгоритми нейронних мереж, генетичної оптимізації, нечіткої логіки та ройового інтелекту для знаходження оптимальних рішень у режимі реального часу.

Надійність системи оцінюється показниками: LPSP (Loss of Power Supply Probability) – ймовірність дефіциту енергопостачання, зазвичай не повинна перевищувати 1-5% для критичних об'єктів; LOLE (Loss of Load Expectation) – очікувана кількість годин дефіциту на рік; та коефіцієнт готовності системи (System Availability), що має перевищувати 99% для об'єктів першої категорії надійності.

**1.4.1. Стратегії диспетчеризації енергії в гібридних системах.** У спеціалізованій науково-технічній літературі представлено численні підходи до оптимального управління розподілом енергопотоків у гібридних енергетичних комплексах. Дослідження в галузі енергетичного менеджменту налічують десятки різноманітних алгоритмів та методологій диспетчеризації, кожна з яких оптимізована під специфічні умови експлуатації, співвідношення компонентів та пріоритети системи (мінімізація витрат, максимізація використання ВДЕ, продовження терміну служби батарей).

У межах даного дослідження основна увага зосереджена на двох фундаментальних стратегіях керування енергосистемою, що найбільш широко застосовуються у практичному проектуванні та експлуатації гібридних установок:

*Стратегія відстеження навантаження*

Згідно з цією методологією управління, дизельна генераторна установка активується виключно у ситуаціях, коли поточне електричне навантаження неможливо повністю забезпечити від комбінації акумуляторної батареї та відновлюваних джерел енергії. При цьому дизель-генератор працює у режимі динамічного регулювання обертів двигуна, виробляючи лише ту кількість електроенергії, яка точно необхідна для покриття дефіциту потужності – різниці між поточним споживанням та доступною генерацією від ВДЕ і батарей.

Ключовою особливістю даного підходу є те, що акумуляторні батареї поповнюються енергією виключно від відновлюваних джерел – фотоелектричних модулів у денний час. Дизельний генератор не бере участі у зарядці АКБ, працюючи суто як джерело покриття поточного навантаження. Це мінімізує моторесурс генератора та витрати дизельного палива.

Ця стратегія являється оптимальною для енергосистем з високою часткою відновлюваної генерації (60-80% від загального енергобалансу), де вихідна потужність ВДЕ періодично або регулярно перевищує миттєве споживання об'єкта.

Переваги стратегії відстеження навантаження:

- мінімізація споживання дизельного палива та відповідних викидів шкідливих речовин (NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub>, PM);
- зниження годин напрацювання генератора та відповідне подовження міжремонтних інтервалів;
- максимальне використання безкоштовної енергії від ВДЕ;
- менше шумове забруднення через рідше використання генератора;
- зменшення експлуатаційних витрат на технічне обслуговування.

Недоліки стратегії:

- часті пуски-зупинки генератора можуть скорочувати термін служби;
- робота на частковому навантаженні (30-60%) знижує паливну ефективність;
- ризик "мокрого стекування" (wet stacking) у дизельних двигунів при тривалій роботі на низькому навантаженні;

- складніша система керування з більшою кількістю перемикачів режимів.

#### *Стратегія циклічної зарядки*

За алгоритмом циклічного заряджання, коли ємність АКБ виявляється недостатньою для забезпечення поточного чистого навантаження (різниці між споживанням та генерацією ВДЕ), дизель-генератор запускається та функціонує на максимальній або близькій до номінальної потужності. Така робоча точка забезпечує найвищий коефіцієнт корисної дії дизельного генератора (35-42% проти 20-28% на частковому навантаженні).

Вся надлишкова потужність генератора, що залишається після покриття миттєвого електричного навантаження, спрямовується на інтенсивну зарядку акумуляторних батарей. Зарядний струм обмежується максимально допустимим значенням для конкретного типу батарей (зазвичай  $0,2-0,3C$  для свинцево-кислотних,  $0,5-1,0C$  для літій-іонних, де  $C$  – номінальна ємність у А·год).

Якщо в налаштуваннях системи встановлено цільове значення стану заряду (State of Charge, SOC) – наприклад, 80% або 90% від номінальної ємності – дизель-генератор продовжує безперервну роботу на повній потужності до досягнення батареями цього заданого порогового рівня. Після досягнення цільового SOC генератор вимикається, і система переходить на живлення від батарей та ВДЕ до наступного циклу розряду.

Стратегія циклічного заряджання доцільна для систем з обмеженою потужністю відновлюваних джерел (менше 40-50% від загального енергобалансу), великими та передбачуваними навантаженнями, а також у регіонах з нестабільними погодними умовами, де тривалі періоди хмарності роблять PV-систему ненадійним джерелом.

Переваги циклічної зарядки:

- максимальна паливна ефективність завдяки роботі генератора на оптимальному навантаженні;
- менша кількість пусків-зупинок продовжує термін служби обладнання;
- більш передбачувані інтервали обслуговування та планування роботи генератора;

- швидка зарядка батарей забезпечує готовність до тривалих періодів автономної роботи;

- краще для батарей – менша кількість неповних циклів заряду-розряду.

Недоліки методу:

- вищі витрати палива через триваліші періоди роботи генератора;
- збільшені викиди парникових газів та забруднювальних речовин;
- більше шумове забруднення під час циклів зарядки;
- вища собівартість виробленої електроенергії;
- менше використання безкоштовної енергії ВДЕ.

*Комбіновані та адаптивні стратегії*

Сучасні системи енергетичного менеджменту часто використовують гібридні або адаптивні алгоритми, що динамічно перемикаються між описаними стратегіями залежно від поточних умов: рівня SOC батарей, прогнозу генерації ВДЕ на найближчі години (на основі метеопрогнозів), вартості палива, пори доби, критичності навантаження.

Наприклад, використовувати стратегію відстеження навантаження в денні години з хорошою інсоляцією, а потім перемикатися на циклічні зарядки перед очікуваним періодом похмурої погоди. Оптимізувати моменти запуску генератора за критерієм мінімізації загальних витрат;

Враховувати графіки тарифів при підключенні до мережі (дешевша зарядка вночі, експорт вдень). Резервувати певний рівень SOC для аварійних ситуацій.

За даними досліджень, правильний вибір стратегії диспетчеризації може зменшити витрати палива на 15-30% та подовжити термін служби обладнання на 20-40% порівняно з неоптимальними режимами експлуатації.

**1.4.2. Дизельно-PV система з акумуляторними батареями.** Моделювання є важливим кроком перед будь-яким етапом визначення розмірів компонентів. Синтез СЕС та ДЕС включає три основні підсистеми: PV-система, дизельний генератор та акумуляторні батареї.

Розглянемо дизельну-PV систему з АКБ.

У цій структурі головним є інвертор, з можливістю сумісності з додатковим джерелом живлення (2 вводу) в даному випадку ДЕС. Така архітектура дає змогу працювати в різних режимах — автономному, паралельному або комбінованому, залежно від поточних енергетичних умов.

Використання дизельного генератора необхідне лише в тих випадках, коли сумарна потужність, яку виробляють PV-панелі, а також запас енергії в акумуляторних батареї, виявляються нижчими за рівень поточного електричного навантаження споживачів. Усі інші джерела енергії — СЕС і АКБ — мають пріоритет у роботі, що дає змогу мінімізувати витрати палива та підвищити енергоефективність системи.

У рамках даної системи використовується алгоритм диспетчеризації типу фотомодулі- дизель-генератор - акумулятори, який визначає порядок взаємодії між джерелами енергії. Основні положення цієї стратегії можна сформулювати так:

- Енергосистема вважається об'єднаною через шину постійного струму, де з'єднані всі елементи — фотомодулі, акумуляторні батареї, дизельна установка за допомогою інвертора.

- Застосовується принцип *відстеження навантаження*: дизельна електростанція активується лише тоді, коли виробіток фотоелектричної системи та рівень заряду АКБ не можуть забезпечити поточне енергоспоживання.

- Для підвищення ефективності паливного використання в роботі підтримується мінімально необхідна кількість дизельних генераторів. Якщо потужності одної установки достатньо, решта залишаються вимкненими.

- Кожен генератор повинен працювати при мінімальному коефіцієнті навантаження, щоб уникнути зниження ресурсу двигуна та перевитрати палива. У випадку зниження навантаження нижче цього порогу установка автоматично вимикається.

- Всі дизельні агрегати мають однакові номінальні характеристики, тому під час паралельної роботи вони функціонують у режимі енергетичної рівноваги, забезпечуючи стабільний розподіл потужності між собою.

- У режимі спільної роботи ДЕС із сонячною електростанцією пріоритет надається заряджанню акумуляторних батарей. Фотоелектрична генерація спочатку відновлює енергозапас АКБ, а лише потім подає надлишок енергії безпосередньо на навантаження.

- У моделі розглядаються виключно споживачі змінного струму, що відповідає структурі більшості сучасних лікарняних електромереж.

- Кількість одночасно працюючих дизельних агрегатів обмежується максимальною допустимою кількістю дизель-генераторів, визначеною проєктними умовами та балансом потужності системи.

За допомогою інвертора (системою моніторингу чи панелі керування) передбачається інтелектуальний модуль керування енергопотоками, який оптимізує взаємодію між усіма джерелами живлення в реальному часі. Це дає змогу автоматично перемикатися між режимами «СЕС–АКБ», «СЕС–ДЕС» або «ДЕС–АКБ» залежно від зовнішніх умов і пріоритету економічності.

Представлений нижче алгоритм детально описує стратегію оптимального управління, що застосовується в математичній моделі гібридної енергосистеми, яка інтегрує дизельний генератор, PV-модулі та АКБ.

1) Для конкретної географічної локації формується детальний погодинний профіль протягом повного календарного року (8760 годин), який включає три ключові параметри:

Профіль електричного навантаження – погодинне споживання електроенергії об'єктом у кіловат-годинах, що враховує добову та сезонну циклічність споживання, робочі та вихідні дні, пікові та нічні години;

Профіль сонячної інсоляції – інтенсивність сонячного випромінювання на горизонтальну або похилу поверхню у Вт/м<sup>2</sup>, отриманий з метеорологічних баз даних NASA POWER, Meteonorm, PVGIS або локальних метеостанцій;

Профіль температури навколишнього середовища – погодинні значення температури повітря у °С, що впливають на ефективність фотомодулів та акумуляторів.

2) Введення основних технічних параметрів всіх компонентів енергосистеми:

- кількість фотоелектричних модулів у масиві та їх конфігурація (послідовно-паралельне з'єднання);
- кількість паралельно або послідовних підключених АКБ досягнення необхідної сумарної ємності;
- максимальна кількість блоків дизель-генераторів або одиниць генеруючого обладнання, що можуть працювати паралельно;

3) Розрахунок максимального обсягу енергії, який АКБ здатні віддати (розрядити) або прийняти (зарядити) протягом одного часового кроку моделювання обчислюється за допомогою наступних параметрів:

$E_{max}$  – максимально допустимий потік енергії для процесів заряджання або розряджання акумуляторного банку протягом одного часового інтервалу (кВт·год), що обмежується для запобігання перегріву елементів та деградації. Зазвичай встановлюється в діапазоні 10-20% від повної ємності батареї (C-rate від 0,1C до 0,2C для свинцево-кислотних батарей або до 0,5-1,0C для літій-іонних технологій);

$SOC(t)$  – поточний стан заряду акумуляторної батареї в момент часу  $t$ , виражений у кіловат-годинах (кВт·год) або у відсотках від номінальної ємності. Цей параметр динамічно оновлюється на кожному кроці моделювання;

$SOC_{max}$  – максимально допустимий рівень заряду батарейного банку (кВт·год), який зазвичай дорівнює номінальній ємності або встановлюється дещо нижче (95-98%) для продовження терміну служби батарей;

$SOC_{min}$  – мінімально допустимий рівень заряду (кВт·год), що визначається максимальною глибиною розряду і служить для захисту батарей від глибокого розряду, який критично скорочує їх циклічний ресурс.

$DOD_{max}$  – максимально допустима глибина розряду (Depth of Discharge), виражена як безрозмірна величина від 0 до 1 або у відсотках. Цей параметр критично впливає на циклічний ресурс батарей:

- для свинцево-кислотних батарей зазвичай обмежується 50-70% (тобто використовується лише 50-70% ємності);
- для AGM та гелевих батарей може досягати 70-80%;
- для літій-залізо-фосфатних (LiFePO<sub>4</sub>) батарей дозволяється 80-90%;
- для літій-іонних (NMC, NCA) зазвичай 80-85% для максимізації терміну служби.

Залежність циклічного ресурсу від глибини розряду описується нелінійною функцією: при обмеженні DOD до 30% свинцево-кислотні батареї можуть забезпечити до 1500-2000 циклів, при 50% DOD – близько 800-1200 циклів, при 80% DOD – лише 300-500 циклів. Для літій-іонних батарей деградація з глибиною розряду менш критична – LiFePO<sub>4</sub> забезпечують понад 6000 циклів навіть при 80% DOD.

Додатково в розширених моделях враховуються:

- температурна залежність ємності батарей (зниження на 20-40% при від'ємних температурах);
- саморозряд акумуляторів (0,1-5% на місяць залежно від технології);
- деградація ємності з віком (зазвичай 2-3% на рік);
- ефект Пейкерта для свинцево-кислотних батарей – зниження доступної ємності при високих струмах розряду;
- втрати енергії на перетворення напруги в BMS (Battery Management System) та інверторі.

Точність моделювання акумуляторної підсистеми визначає загальну достовірність прогнозування роботи гібридної системи, оскільки батареї виконують ключову роль у балансуванні нестабільної генерації від ВДЕ та змінного навантаження споживачів.

4) Генерована потужність фотоелектричного масиву для конкретного часового інтервалу  $t$  обчислюється на основі комплексної математичної моделі, що враховує як зовнішні умови експлуатації, так і технічні характеристики модулів

5) Обчислюється різниця потужностей ( $\Delta_{L1}(t)$ ) між генерацією PV-системи та необхідним навантаженням.

6) При  $\Delta_{L1}(t) \leq 0$  PV-система живить навантаження.

У ситуації, коли різниця між миттєвою генерованою потужністю фотоелектричного масиву та поточним електричним навантаженням споживачів виявляється меншою за максимально допустимий потік енергії, що акумуляторна батарея здатна прийняти за даний часовий інтервал  $E_{bat,max\_c}$ , весь наявний надлишок виробленої сонячної електроенергії спрямовується на процес заряджання АКБ (далі п.10).

Інакше, коли доступна надлишкова потужність фотоелектричного масиву перевищує максимально допустиму швидкість заряджання акумуляторної системи, батарея заряджається з максимально можливою інтенсивністю  $E_{bat,max\_c}$ , обмеженою технічними характеристиками АКБ та контролера заряду. Весь залишковий надлишок PV-енергії, який не може бути спожитий для безпосереднього живлення поточного навантаження та одночасно не здатен бути акумульований у батареях через обмеження швидкості заряду, витрачається даремно. Ця невикористана енергія кількісно враховується в моделі як втрачена або змарнована енергія  $EW(t)$  (далі п.10)..

7) При  $\Delta_{L1}(t) \geq 0$  енергії від фотоелектричної системи недостатньо.

Тоді йде розрядка акумуляторних батарей, щоб компенсувати недостачу енергії.  $\Delta_{L1}(t) < E_{bat,max\_d}(t) \cdot \eta_{INV}$  (ККД інвертора). Це дозволяє компенсувати енергетичний дефіцит між генерацією та навантаженням. Після цього здійснюється оновлення параметра SOC— рівня заряду акумуляторних батарей. Цей показник критично важливий для подальшого управління системою, оскільки визначає доступний резерв енергії (далі п.10).

Коли енергії акумуляторів виявляється недостатньо для покриття дефіциту, відбувається автоматичний запуск дизель-генераторної установки.

8) При потребі залучення дизельної генерації. У денний період PV-система, окрім покриття поточного навантаження, заряджає АКБ. Коли ж інтенсивність сонячного випромінювання знижується або настає нічний час, дизельна

електростанція переходить у робочий режим і бере на себе основне навантаження з енергопостачання. У цей період вона не лише живить споживачів, але й може доповнювати заряд акумуляторів, якщо це передбачено алгоритмом керування. Таким чином досягається баланс між генерацією та споживанням, що дозволяє підтримувати стабільну роботу системи навіть за відсутності сонячної енергії.

У нічний час або за несприятливих погодних умов (тривала хмарність, опади, туман) живлення здійснюється комбіновано — частково за рахунок накопиченої енергії в АКБ, а решта навантаження компенсується роботою дизельного агрегату. Такий режим забезпечує безперервне електропостачання навіть при нульовій генерації від фотоелектричних модулів.

9) Розраховуємо витрати палива.

10) Виконати інкрементацію часового параметра ( $t = t + 1$ )

11) Здійснити перевірку умови: якщо значення  $t$  не перевищує 8760 годин необхідно повернутися до виконання п.3 алгоритму. У протилежному випадку обчислювальний цикл завершується.

## Висновки до розділу

1. Визначено, що природні кліматичні умови України створюють достатній рівень сонячної інсоляції для ефективного використання фотоелектричних систем у складі гібридних енергетичних комплексів. Навіть у зимовий період середньорічна сонячна радіація дозволяє генерувати значну частину енергії, необхідної для покриття базових потреб медичного закладу.

2. Розглянуто основні топології та принципи побудови автономних і мережових систем живлення, визначено їхні переваги, недоліки та можливості інтеграції у структуру міського енергетичного господарства. Особливу увагу приділено створенню резервних систем, здатних автоматично переходити в автономний режим у разі аварійного відключення основної електромережі.

3. Детально досліджено принцип роботи фотоелектричних систем та інверторів, що є ключовим елементом у процесі перетворення енергії постійного струму, отриманої від сонячних модулів, у змінний струм, необхідний для живлення медичного обладнання. Розглянуто типи інверторів (мережеві, автономні, гібридні) та їхню роль у балансуванні енергетичних потоків між СЕС, акумуляторними батареями, дизельною генерацією та споживачами. Окрім цього, сформовано базові математичні залежності, що дозволяють здійснювати оцінку ефективності системи, розраховувати добові графіки генерації, споживання та зарядження акумуляторів, а також оптимізувати роботу гібридної установки за критеріями мінімізації витрат палива й максимального використання відновлюваних джерел енергії.

## РОЗДІЛ 2

### РОЗРАХУНОК КОМБІНОВАНОЇ СИСТЕМИ РЕЗЕРВНОГО ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ ЛІКАРНІ

#### 2.1 Аналіз об'єкту

В даній роботі розглядається реконструкція електропостачання міської лікарні – рис.2.1. А саме резервування найважливішої будівлі - хірургічного корпусу.

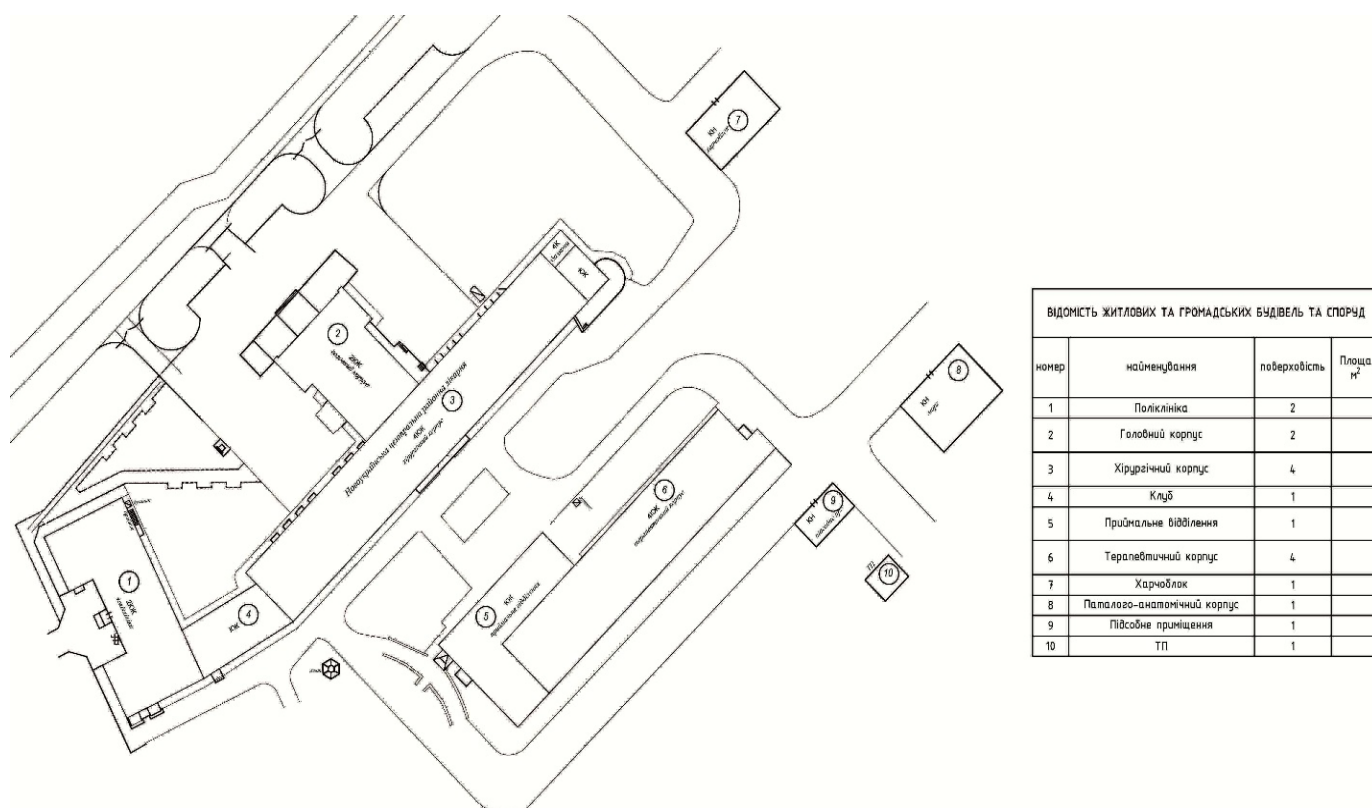


Рис.2.1. Міська лікарня

Розглянемо схему електропостачання та порахуємо середньомісячне споживання електроенергії.

Схему електропостачання хірургічного корпусу зображено на рис. 2.2.



Відповідно до принципової схеми ВРП-0,4кВ електропостачання хірургічного корпусу здійснюється від ТП 10/0,4 двома взаєморезервуючими лініями.

В ВРП-0,4кВ дві секції:

Перша секція (ВРП) – споживачі II категорії надійності, такі як загальне електроосвітлення, система вентиляції (крім таких, що встановлені у операційних та палатах інтенсивної терапії.) тощо.

Друга секція (ВРПа) – споживачі I категорія надійності, у тому числі і особлива група першої категорії надійності (операційні та палати інтенсивної терапії.)

Зі схеми маємо потужність секцій:

I-а секція: Встановлена потужність – 440,0 кВт; Розрахункова – 280,0 кВт.

II-а секція: Встановлена потужність – 88,0 кВт; Розрахункова – 80,0 кВт.

Перемикання з одного джерела живлення на інше для першої секції відбувається за допомогою перекидного рубильника номінальним струмом 630А. Для другої секції через автоматичного вводу резерву номінальним струмом 160А.

Відповідно до «Методические рекомендации по определению расчетных электрических нагрузок учреждений здравоохранения» річна

к-ть годин використання розрахункового максимуму навантаження складає для лікарні 2700 годин.

Отже, річне споживання можна обчислити за формулою:

$$W_p = P_p \cdot T = P_p \cdot 2,7, \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}$$

де,  $P_p$  – сумарна розрахункова.

З попередньої формули знаходимо місячне споживання:

$$W_m = \frac{W_p}{12}, \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}$$

Для розрахунку фотоелектричної системи та дизель-генератора обчислемо річне та середньомісячне споживання загальне та другої секції (ВРПа):

II-а секція:

Річне споживання критично важливих струмоприймачів:

$$W_{\text{ВРПар}} = P_{\text{ВРПар}} \cdot T = 80 \cdot 2,7 = 216 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}$$

де,  $P_{\text{ВРПар}}$  – сумарна розрахункова на ВРПа

Середньомісячне споживання:

$$W_{\text{ВРПам}} = \frac{W_{\text{ВРПар}}}{12} = \frac{216}{12} = 18 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}$$

Річне споживання всього хірургічного корпусу (двох секцій):

Річне споживання на вводі хірургічного корпусу:

$$W_p = (P_{\text{ВРПр}} + P_{\text{ВРПар}}) \cdot T = (280 + 80) \cdot 2,7 = 972 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}$$

де,  $P_{\text{ВРПр}}$  – сумарна розрахункова на ВРП (першої секції).

Тоді середньомісячне споживання:

$$W_{\text{ВРПам}} = \frac{W_{\text{ВРПар}}}{12} = \frac{972}{12} = 81 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}$$

Розглянемо добові графіки навантажень хірургічного корпусу та другої секції на рис. 2.3., 2.4., 2.5., 2.6.

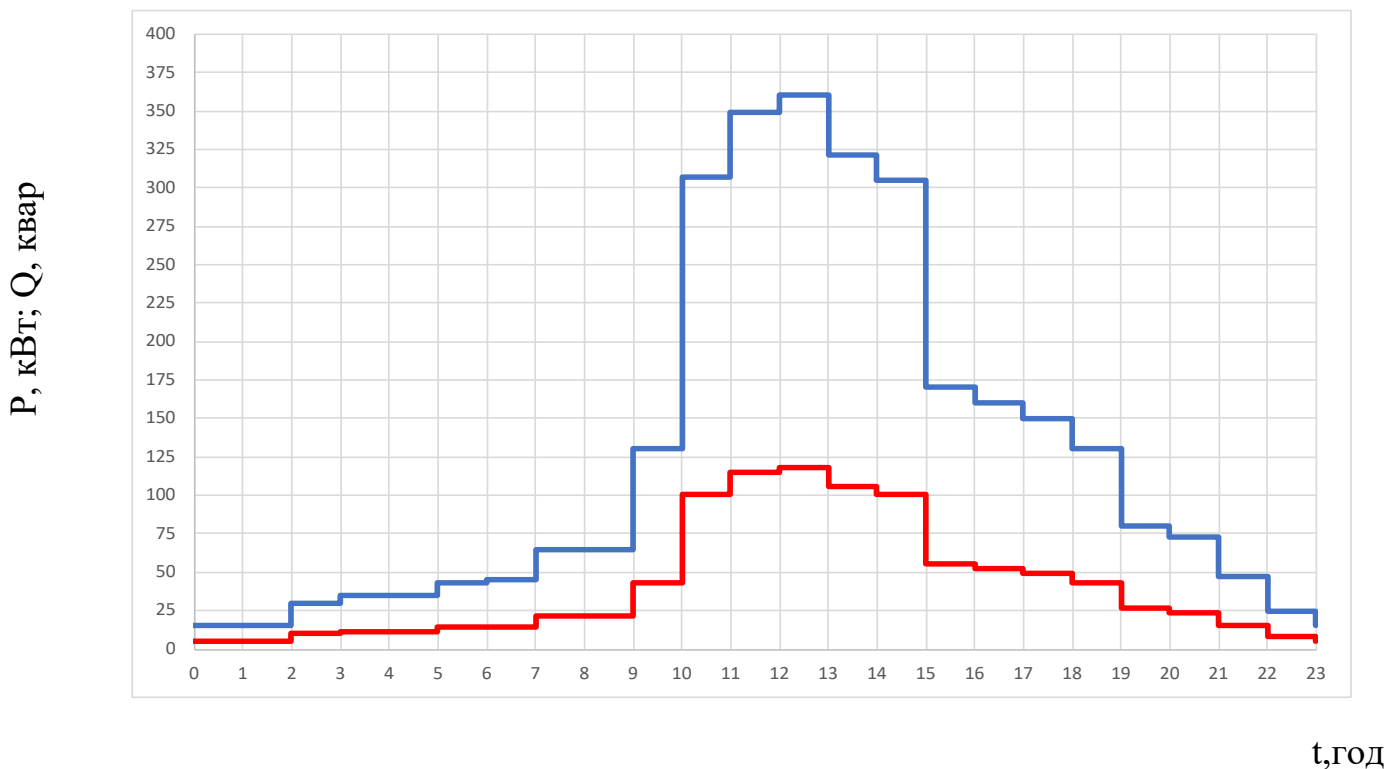


Рис.2.3. Добовий графік активної (P) та реактивної (Q) потужності всього корпусу (взимку)

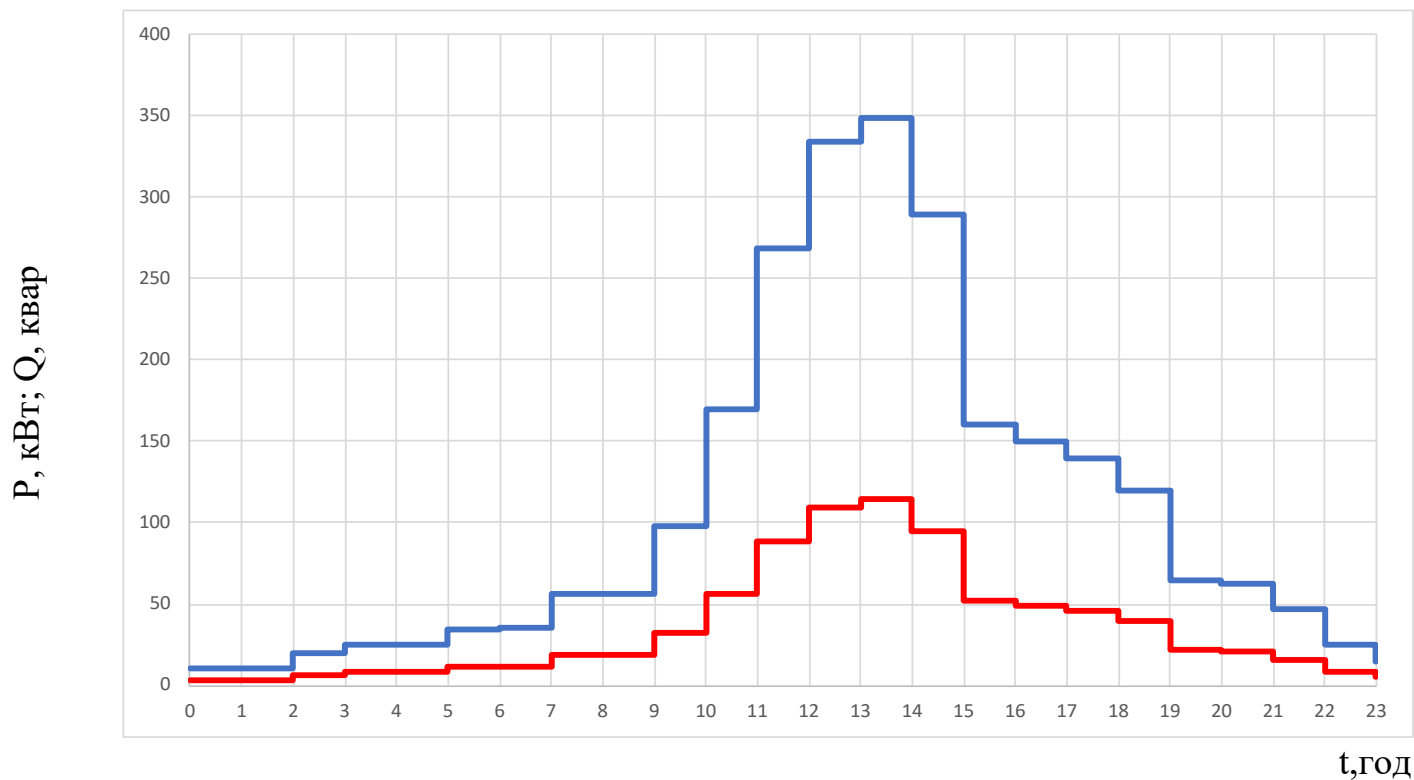


Рис.2.4. Добовий графік активної (P) та реактивної (Q) потужності всього корпусу (влітку)

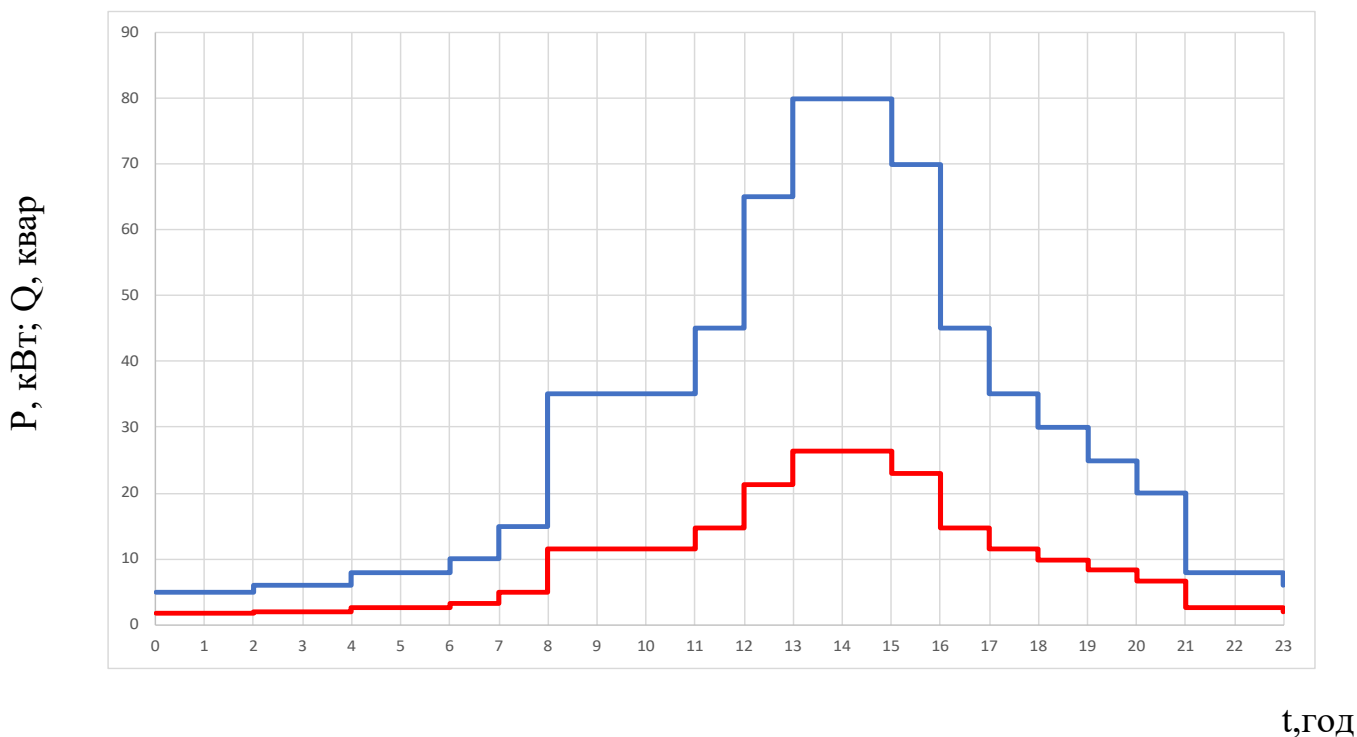


Рис.2.5. Добовий графік активної (P) та реактивної (Q) потужності струмоприймачів I категорії надійності (взимку)

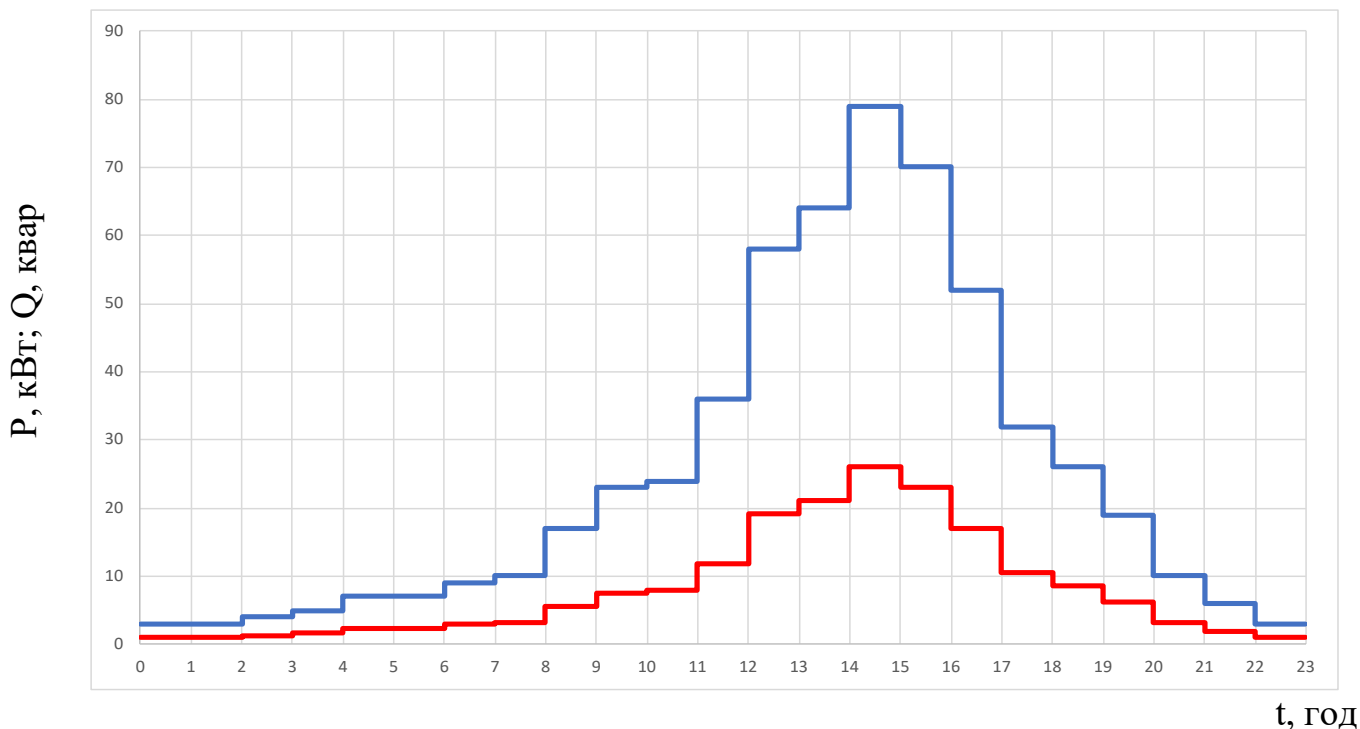


Рис.2.6. Добовий графік активної (P) та реактивної (Q) потужності струмоприймачів I категорії надійності (влітку)

Відповідно до графіків обсяг добового споживання електроенергії всієї будівлі у холодний період року сягає 2970 кВт·год, тоді як в літні дні цей показник становить 2565 кВт·год. Така сезонна відмінність (приблизно 10% зростання взимку) є типовою і пояснюється необхідністю інтенсивнішого опалення та посиленого штучного освітлення.

Пікова потужність для всього корпусу досягає 360.0 кВт взимку, фіксуючись о 12:00. Улітку максимальне навантаження становить 349.0 кВт, з невеликим часовим зсувом на 13:00. Практично ідентичні пікові значення демонструють ефект компенсації: підвищене взимку навантаження на обігрів збалансовується значними витратами на системи кондиціонування влітку.

Окремий розгляд другої секції (секція ВРПа) виявив наступні показники: добове споживання становить 685 кВт·год взимку та 570 кВт·год влітку.

У зимовий період максимальне навантаження 80,0 кВт триває протягом годин 13:00–14:00. Улітку цей пік становить 79,0 кВт о 14:00. Мінімальні

коливання потужності взимку та влітку підтверджують високий ступінь надійності та незмінності роботи обладнання життєзабезпечення (наприклад, апаратів ШВЛ та моніторів). Пікове навантаження струмоприймачів I категорії надійності (усієї секції ВРПа) 80,0 кВт є основою для розрахунку номінальної потужності гібридного інвертора та дизельної електростанції (ДЕС), а також для визначення мінімальної ємності акумуляторних батарей (АКБ).

Для проектування системи резервного живлення зведемо всі електричні характеристики об'єкту в таблицю 2.1.

Табл.2.1. Основні техніко-економічні показники хірургічного корпусу.

| Ч.ч. | Найменування показника                    | Одиниця виміру | Значення показника      |
|------|---|----------------|-------------------------|
| 1.   | Категорія електропостачання               |                | I,II                    |
| 2.   | Напруга живлення мережі                   | кВ             | 0,4                     |
| 3.   | Встановлена потужність $P_u$ .            |                |                         |
|      | - II-категорія                            | кВт            | 440,0                   |
|      | - I-категорія (у т.ч. особлива група)     | кВт            | 88,0                    |
|      |   |                | <b>Всього:528,0 кВт</b> |
| 4.   | Розрахункова потужність $P_p$ .           |                |                         |
|      | - II-категорія                            | кВт            | 280,0                   |
|      | - I-категорія (у т.ч. особлива група)     | кВт            | 80,0                    |
|      |   |                | <b>Всього:360,0 кВт</b> |
| 5.   | Коефіцієнт потужності $\cos\phi$          |                | 0,95                    |
| 6.   | Середньомісячне споживання електроенергії | тис.кВт.год.   | 81,0                    |

## 2.2 Варіанти підключення

Беручи до уваги специфіку електропостачання та характер споживання електроенергії, доцільно проаналізувати два альтернативні підходи до організації резервного живлення хірургічного корпусу.

**Перший варіант** передбачає застосування автономної або гібридної сонячної електростанції, інтегрованої з дизельною генераторною установкою. Відповідно до вимог ПУЕ, третє взаєморезервуюче джерело енергопостачання необхідне виключно для особливої групи споживачів, які належать до першої категорії надійності. Проте, враховуючи унікальні умови електропостачання хірургічного корпусу та його планувальні особливості, третє резервне джерело проектується для забезпечення всіх без винятку струмоприймачів першої категорії. Така проектна концепція обумовлена тим фактом, що всі електроприймачі першої категорії надійності, включаючи як особливу групу, так і решту критичних споживачів, підключені до єдиної окремої секції ВРПа (ввідно-розподільчого пристрою резервованого).

У зв'язку з цим, сумарна ємність акумуляторної батареї, як і номінальна потужність дизельної генераторної установки, визначається виходячи з повного розрахункового навантаження секції ВРПа. Це означає, що параметри системи накопичення енергії та генератора мають забезпечувати одночасне живлення всіх споживачів, підключених до резервованої секції.

**Другий варіант** пропонує комбінацію мережевої (або гібридної без акумуляторних батарей) фотоелектричної системи для енергозабезпечення всього корпусу в цілому, доповненої дизель-генераторною установкою спеціально для другої секції (ВРПа). Мережева PV-установка дозволяє знизити споживання електроенергії з централізованої мережі протягом світлового дня, що призводить до суттєвої економії коштів на оплату електропостачання.

Водночас резервний генератор у цій конфігурації також розраховується на повне навантаження секції ВРПа. Оскільки в даному варіанті відсутня буферна акумуляторна система для критичних споживачів. Тому номінальна електрична

потужність генератора підбирається з урахуванням сумарного розрахункового навантаження всіх струмоприймачів, що живляться від резервованої секції ВРПа. Для забезпечення стабільної роботи при пусках потужних споживачів

### 2.3 Вибір ДЕС

Для обох розглянутих схем резервного електропостачання планується застосування ідентичний дизель-генератор, тому доцільно розпочати з вибору дизель-генератора.

#### 1) Підбір ДЕС за параметром споживанням:

У кожному з наведених варіантів організації резервування номінальна електрична потужність ДЕС визначається відповідно до сумарного розрахункового навантаження всіх електроприймачів, віднесених до першої категорії надійності електропостачання. Це забезпечує гарантоване живлення критично важливих споживачів при будь-яких режимах роботи медичного закладу.

Основна умова вибору генератора:

$$P_{p.} = P_{Г}$$

Розрахункова потужність струмоприймачів I категорії обчислюється за формулою:

$$P_{p.} = K_{нм}(P_{po} + P_{pc})$$

де,  $K_{нм}$  - коефіцієнт, що враховує розбіжність розрахункових максимумів силової ( $P_{pc}$ ), та освітлювальної ( $P_{po}$ ) електричних навантажень

$$P_{p.} = 0,91 \cdot 88,0 = 80,0 \text{ кВт.}$$

Враховуючи отримане розрахункове значення навантаження приймається дизельна електростанція з номінальною потужністю ( $P_{Г}$ ) 80кВт.

Обираємо генератор марки **Darex-Energy DE-110VS** – рис.2.7.



Рис.2.7. Дизельний генератор DE-110VS

Технічні характеристики дизельного генератора наведені на рис. 2.8. та 2.9.:

| <b>Генератор</b>                     |                       |
|--------------------------------------|-----------------------|
| Двигун                               | Volvo Penta           |
| Номінальна потужність                | 80 кВт                |
| Максимальна потужність               | 88 кВт                |
| Номінальне навантаження              | 144 А                 |
| Максимальне навантаження             | 159 А                 |
| Номінальна напруга                   | 400 / 230 В           |
| Кількість фаз                        | 3                     |
| Електростанція відкритого типу ДхШхВ | 1100 x 2150 x 1590 мм |
| Вага без металевго корпусу           | 1146 кг               |
| Контролер                            | DATAKOM D500L         |
| Електростанція закритого типу ДхШхВ  | 1100 x 2700 x 1800 мм |
| Вага з металевим корпусом            | 1456 кг               |

Рис.2.8. Datasheet генератора (початок)

| <b>Двигун</b>                                  |   |
|--|---|
| Об'єм  | 4,76 л  |
| Кількість циліндрів                            | 4   |
| Система охолодження                            | водна   |
| Номінальна потужність                          | 98 кВт  |
| Система випуску та охолодження                 | турбонадув  |
| Діаметр × хід поршня                           | 108 × 130 мм  |
| Витрата палива при 100% навантаженні           | 25,1 л/год  |
| Витрата палива при 75% навантаженні            | 18,8 л/год  |
| Витрата палива при 50% навантаженні            | 12,9 л/год  |
| Кількість оборотів                             | 1500 об/хв  |
| Ступінь стиснення                              | 18:1  |
| Об'єм паливного бака                           | 228 л   |
| Об'єм олії                                     | 13 л  |
| Об'єм охолоджувальної рідини                   | 19,7 л  |
| Електрична система                             | 12 В  |
| Спосіб регулювання обертів                     | механічний (електричний регулятор обертів встановлюється опціонально) |
| <b>Альтернатор (генератор змінного струму)</b> |   |
| Вихідна напруга                                | 400 / 230 В   |
| Частота  | 50 Гц   |
| Стаціонарний регулятор напруги                 | 1% ±  |
| Струм короткого замикання                      | > 300%  |
| Клас ізоляції                                  | H   |
| Клас захисту                                   | IP23  |
| Коефіцієнт корисної дії                        | 90,3%   |
| Перевантаження                                 | 100% / 1 год  |
| Чинник сили                                    | 0,8 cos φ   |
| Коефіцієнт гармонійних спотворень              | <2%   |
| Кількість полюсів                              | 4   |
| Кількість підшипників                          | 1   |

Рис.2.9. Datasheet генератора (закінчення)

*2) Перевірка запроєктованої ДЕС на забезпечення пуску електродвигунів:*

Згідно з ДБН В.2.2-5-2023, п.11.6.6 потужність електрогенератора запроєктованої ДЕС перевіряється на забезпечення пуску електродвигунів, які він живить. Розрахунок проводиться відповідно до ДБН В.2.5-23:2010 Додаток К.

Для перевірки було обрано найпотужніший електродвигун, який живиться від ДЕС, а саме вантажний ліфт потужністю 10,0 кВт.

Параметри двигуна:  $I_{\text{ном.дв.}}=22,2$  А;  $K_i=6,5$ ;  $m_{\text{п}}=2,8$ ;  $m_{\text{мех}}=1,7$ .

Розрахунок гранично-допустимої потужності навантаження від двигуна, що живиться від автономної ДЕС, складається з:

*а) визначення величини допустимої мінімальної напруги на затискачах:*

Можливість прямого пуску короткозамкненого двигуна визначається за формулою:

$$U_{\text{дв}} \geq \sqrt{\frac{1,1 \cdot m_{\text{мех}} K_3}{m_{\text{п}}}}$$

де  $U_{\text{дв}}$  - відносне значення електричної напруги на клеммах двигуна, виражене у частках стосовно номінального рівня напруги мережі;

$m_{\text{мех}}=M_{\text{мех}}/M_{\text{ном}}$  - відносна кратність початкового обертового моменту, що необхідний для забезпечення запуску приводного механізму робочої машини;

$m_{\text{п}}=M_{\text{пуск}}/M_{\text{ном}}$  - кратність пускового (стартового) обертового моменту, що розвиває електродвигун при запуску, визначається за технічними характеристиками з каталожної документації виробника;

$K_3$ - коефіцієнт завантаження (використання потужності) електричної машини в робочому режимі;

1,1-коефіцієнт запасу.

$$U_{\text{дв}} \geq \sqrt{\frac{1,1 \cdot 1,7 \cdot 1}{2,8}} = 0,81$$

Отже, величина напруги під час пуску на затискачах електродвигуна не повинна бути меншою за 81% від номінальної.

б) визначення гранично-допустимої потужності двигуна під час пуску від ДЕС:

$$P_{\text{НОМ.ДВ.}} = \left( \frac{S_{\text{П.ДВ.}}}{S_{\text{ГЕН}}} \right) \frac{S_{\text{ГЕН}} \eta_{\text{ДВ}} \cos \varphi_{\text{НОМ.ДВ}}}{K_i}$$

де,  $S_{\text{П.ДВ.}}$ - повна пускова електрична потужність двигуна під час запуску, виражена у кіловольт-амперах (кВА);

$S_{\text{ГЕН}}$ - номінальна повна потужність генератора дизель-електричної станції, кВА;

$K_i$ - кратність величини пускового струму електродвигуна відносно номінального значення (береться з каталожних даних виробника);

$\eta_{\text{ДВ.}} * \cos \varphi_{\text{НОМ.ДВ.}}$ - добуток коефіцієнта корисної дії та коефіцієнта потужності електричної машини при номінальному режимі роботи; у розрахунках приймається значення 0,85.

Величина повної пускової потужності  $S_{\text{П.ДВ}}$  встановлюється на підставі графічних залежностей та характеристик, що надаються заводом-виготовлювачем конкретної моделі ДЕС. Ці криві відображають допустиме навантаження при пуску з урахуванням перехідних процесів.

Розрахункове значення відносної напруги, необхідної для здійснення успішного запуску електричного двигуна, дорівнює  $U_{\text{ДВ}} = 0,81$  від номінального рівня. Відповідно, величина просідання напруги у мережі під час пускового режиму складає  $\Delta U\% = 1 - 0,81 = 19\%$ .

На рис. 2.10. наведено криві обраного генератора.

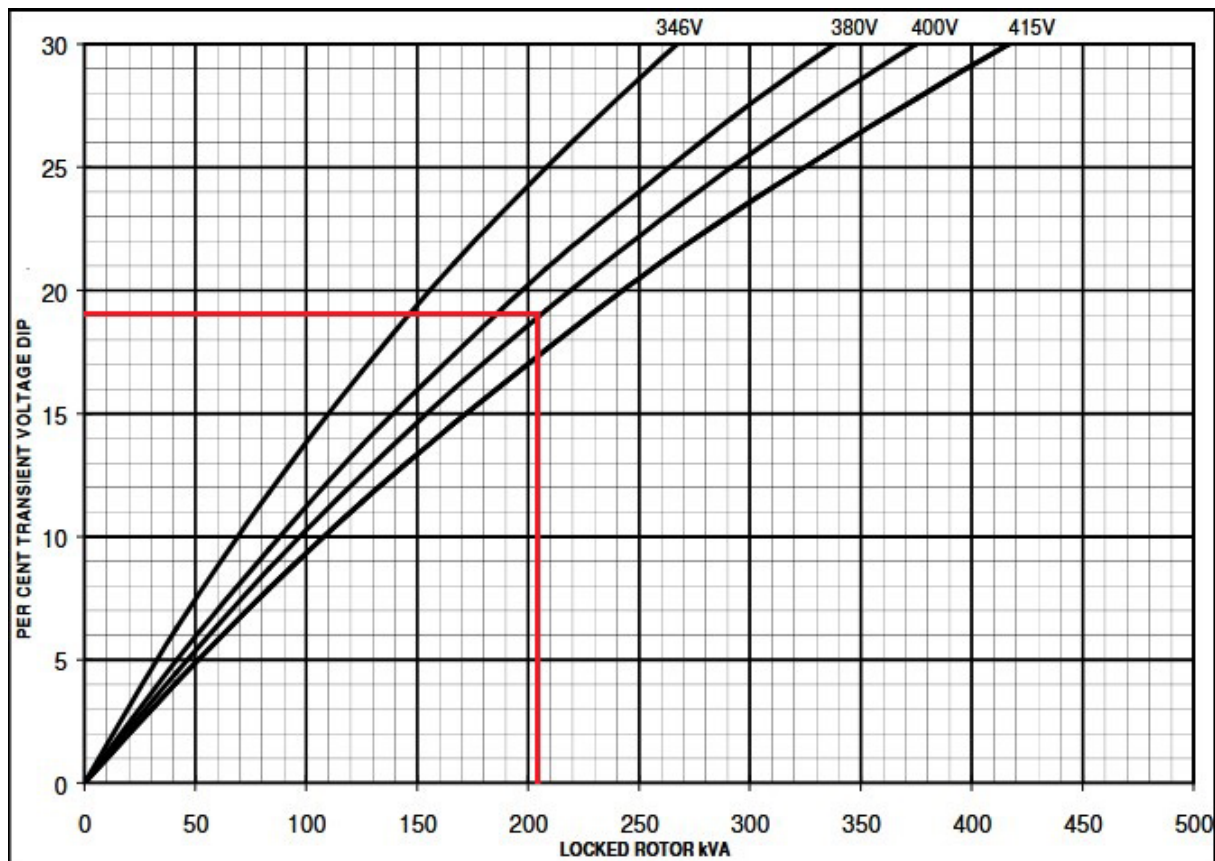


Рис.2.10. Криві генератора ДЕС Darex-Energy DE-110VS.

За кривою визначаємо повну пускову потужність:

$$S_{п.дв} \approx 205,0 \text{ кВА.}$$

$$P_{ном.дв.} = \left( \frac{205}{100} \right) \frac{100 \cdot 0,85}{6,5} = 26,81 \text{ кВт}$$

Повинна виконуватись умова:

$$P_{л} \leq P_{ном.дв.}$$

де  $P_{л}$  - ном. потужність ліфта.

$$10,0 \leq 26,81$$

Таким чином, обрана ДЕС потужністю 100кВА забезпечить пуск двигуна вантажного ліфта.

Отже, ДЕС марки **Darex-Energy DE-110VS** задовольняє всі вимоги.

## 2.4 Розрахунок першого варіанту фотоелектричної системи

### 1) Вибір місця розташування та технічні параметри PV-модулів.

На рис. 2.11. зображено хірургічний корпус для визначення розташування сонячних панелей.



Рис.2.11. Знімок хірургічного корпусу зі супутника

Першочерговим етапом проектування сонячної електростанції є визначення оптимального місця для монтажу PV-панелей. Проаналізувавши архітектурно-планувальні особливості об'єкта, техніко-економічні показники та доступну площу, прийнято рішення про розміщення сонячних панелей на експлуатованій покрівлі хірургічного корпусу. Таке технічне рішення дозволяє раціонально використати наявні площі без додаткового відведення земельної ділянки, а також мінімізує втрати електроенергії завдяки близькості до споживачів.

Для максимізації енергетичного виходу та оптимального використання сонячної радіації протягом року, панелі встановлюються під кутом нахилу  $35^\circ$  відносно горизонтальної площини. Такий кут забезпечує оптимальний баланс між зимовим та літнім сонцестоянням для географічної широти розташування

об'єкта. Азимутальний кут відхилення від південного напрямку становить  $12^\circ$ , що обумовлено конструктивними особливостями будівлі та орієнтацією покрівлі.

З огляду на те, що покрівля хірургічного корпусу має плоску конструкцію, для встановлення сонячних панелей застосовується *баластна система кріплення*. Цей тип кріплення не порушує цілісність гідроізоляційного покриття, що є критично важливим для медичного закладу. Баластні конструкції фіксуються за рахунок власної ваги та маси бетонних блоків, забезпечуючи стійкість до вітрових навантажень. Додатково така система дозволяє при необхідності демонтувати або переміщувати панелі без пошкодження покрівлі.

Для гарантованого забезпечення енергетичних потреб споживачів першої категорії надійності, сумарна встановлена потужність PV-системи має відповідати умові:

$$\sum P_{PV} \geq \sum P_I$$

Отже, мінімальна сумарна потужність PV-модулів  $\sum P_{PV} = 80,0$  кВт.

В даній роботі обирається сонячна панель виробництва провідного світового виробника **JA Solar** моделі **JAM78-S30-595-MR** – рис.2.12. Вибір обумовлений оптимальним співвідношенням технічних характеристик, надійності та вартості обладнання.

Мінімальна кількість панелей для заданої потужності складає ( $N_{min}$ ) **135 шт.**

$$N_{min} = \frac{\sum P_{PV}}{P_{PV}} = \frac{80,0}{0,595} \approx 134,5 = 135$$

Harvest the Sunshine

DEEP BLUE 3.0

Mono

605W MBB Half-cell Module  
JAM78S30 580-605/MR Series

**Introduction**

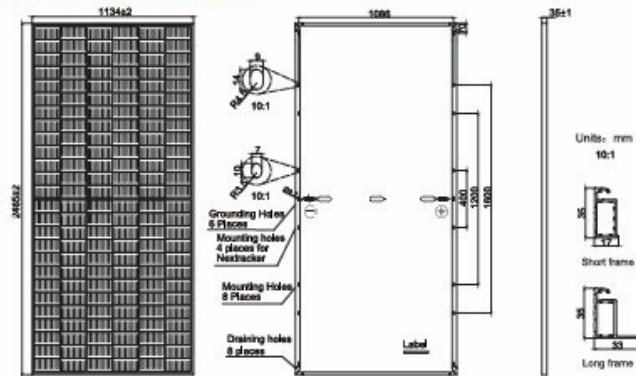
Assembled with 11BB PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.

- Higher output power
- Lower LCOE
- Less shading and lower resistive loss
- Better mechanical loading tolerance

Рис.2.12. Панель моделей JA Solar JAM78S30 580-605/MR

Сонячні панелі JA Solar серії JAM78S30 відносяться до монокристалічних модулів преміум-класу з використанням передових технологій такі як **PERC** та **Half-Cell**. **Технологія PERC** – пасивація тильної поверхні елемента, що збільшує коефіцієнт корисної дії за рахунок зменшення рекомбінації носіїв заряду та покращеного відбиття світла від задньої сторони комірки. Завдяки PERC-технології ККД модуля досягає 21,5-22,0%. **Технологія Half-Cell** (напівкоміркова конструкція) – кожна сонячна комірка розділена навпіл, що зменшує внутрішні резистивні втрати, покращує температурні характеристики та знижує шкідливі дії часткового затінення. Така конструкція також підвищує механічну стійкість до мікротріщин. Технічні характеристики панелі наведені на рис. 2.13.

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

|                                    |  |
|------------------------------------|--|
| Cell                               | Mono   |
| Weight                             | 31.1kg   |
| Dimensions                         | 2465±2mm×1134±2mm×35±1mm                                       |
| Cable Cross Section Size           | 4mm <sup>2</sup> (IEC) , 12 AWG(UL)                            |
| No. $\sigma^2$ cells               | 156(6×26)  |
| Junction Box                       | IP68, 3 diodes   |
| Connector                          | MC4-EVO2/ QC 4.10-35   |
| Cable Length (Including Connector) | Portrait: 300mm(+)/400mm(-);<br>Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-) |
| Packaging Configuration            | 31pcs/Pallet<br>496pcs/40HQ Container                          |

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

| TYPE   | JAM78S30<br>-580/MR   | JAM78S30<br>-585/MR | JAM78S30<br>-590/MR | JAM78S30<br>-595/MR | JAM78S30<br>-600/MR | JAM78S30<br>-605/MR |
|--|---|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Rated Maximum Power(P <sub>max</sub> ) [W]                     | 580   | 585                 | 590                 | 595                 | 600                 | 605                 |
| Open Circuit Voltage(V <sub>oc</sub> ) [V]                     | 53.11   | 53.20               | 53.30               | 53.40               | 53.50               | 53.61               |
| Maximum Power Voltage(V <sub>mp</sub> ) [V]                    | 44.35   | 44.56               | 44.80               | 45.05               | 45.30               | 45.53               |
| Short Circuit Current(I <sub>sc</sub> ) [A]                    | 13.84   | 13.88               | 13.93               | 13.98               | 14.03               | 14.08               |
| Maximum Power Current(I <sub>mp</sub> ) [A]                    | 13.08   | 13.13               | 13.17               | 13.21               | 13.25               | 13.29               |
| Module Efficiency [%]  | 20.7  | 20.9                | 21.1                | 21.3                | 21.5                | 21.6                |
| Power Tolerance  | 0~+5W   |                     |                     |                     |                     |                     |
| Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub> ( $\alpha_{Isc}$ )  | +0.045%/°C  |                     |                     |                     |                     |                     |
| Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub> ( $\beta_{Voc}$ )   | -0.275%/°C  |                     |                     |                     |                     |                     |
| Temperature Coefficient of P <sub>max</sub> ( $\gamma_{Pmp}$ ) | -0.350%/°C  |                     |                     |                     |                     |                     |
| STC  | Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1.5G |                     |                     |                     |                     |                     |

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

| TYPE  | JAM78S30<br>-580/MR  | JAM78S30<br>-585/MR | JAM78S30<br>-590/MR | JAM78S30<br>-595/MR | JAM78S30<br>-600/MR | JAM78S30<br>-605/MR |
|---|--|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Rated Max Power(P <sub>max</sub> ) [W]      | 438  | 442                 | 446                 | 450                 | 454                 | 458                 |
| Open Circuit Voltage(V <sub>oc</sub> ) [V]  | 50.45  | 50.59               | 50.72               | 50.86               | 51.01               | 51.17               |
| Max Power Voltage(V <sub>mp</sub> ) [V]     | 42.55  | 42.69               | 42.82               | 42.94               | 43.07               | 43.21               |
| Short Circuit Current(I <sub>sc</sub> ) [A] | 11.02  | 11.07               | 11.13               | 11.19               | 11.25               | 11.30               |
| Max Power Current(I <sub>mp</sub> ) [A]     | 10.30  | 10.36               | 10.42               | 10.48               | 10.54               | 10.60               |
| NOCT  | Irradiance 800W/m <sup>2</sup> , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G |                     |                     |                     |                     |                     |

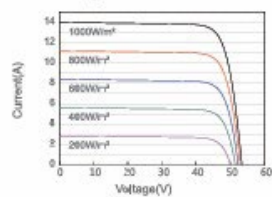
\*The mounting installation by 400mm spaced holes is not applicable for JAM78S30 MR.

OPERATING CONDITIONS

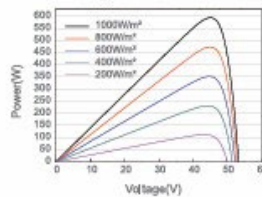
|                            |                                |
|----------------------------|--------------------------------|
| Maximum System Voltage     | 1000V/1500V DC                 |
| Operating Temperature      | -40°C ~ +85°C                  |
| Maximum Series Fuse Rating | 25A                            |
| Maximum Static Load Front* | 5400Pa(112lb/ft <sup>2</sup> ) |
| Maximum Static Load Back*  | 2400Pa(50lb/ft <sup>2</sup> )  |
| NOCT                       | 45±2°C                         |
| Safety Class               | Class II                       |
| Fire Performance           | UL Type 1                      |

CHARACTERISTICS

Current-Voltage Curve JAM78S30-595/MR



Power-Voltage Curve JAM78S30-595/MR



Current-Voltage Curve JAM78S30-595/MR

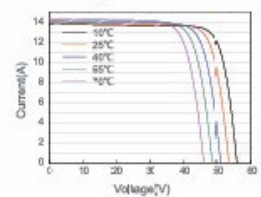
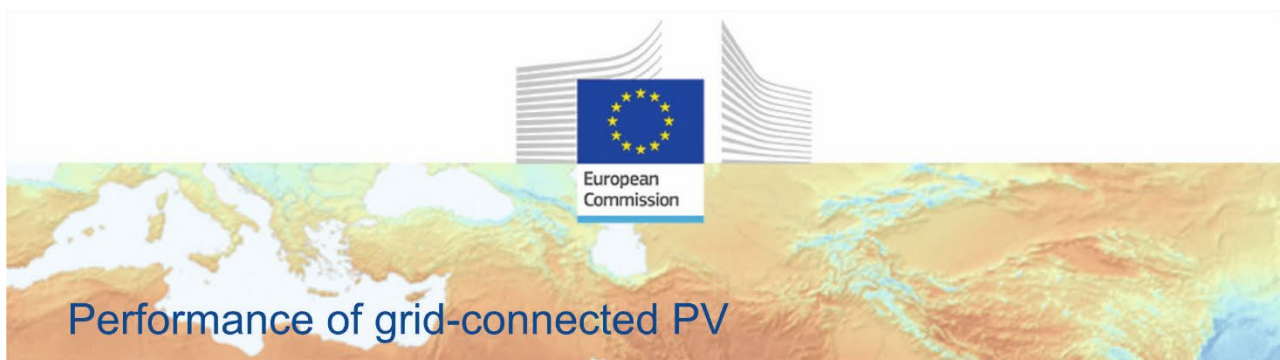


Рис.2.13. Datasheet панелі моделей JA Solar JAM78S30 580-605/MR

Відповідно до розрахунку, попередньо прогнозована річна генерація складає **91521,54** кВт·год

Розрахунок генерації виконувався в програмі **PVGIS-5** – рис. 2.14.



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

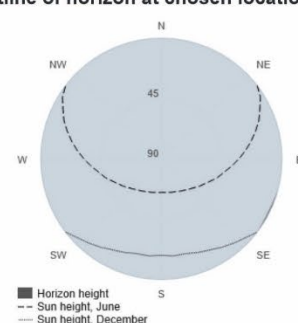
#### Provided inputs:

Latitude/Longitude: 48.306,31.538  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH3  
 PV technology: Cryst Sil Original  
 PV installed: 80 kWp  
 System loss: 14 %

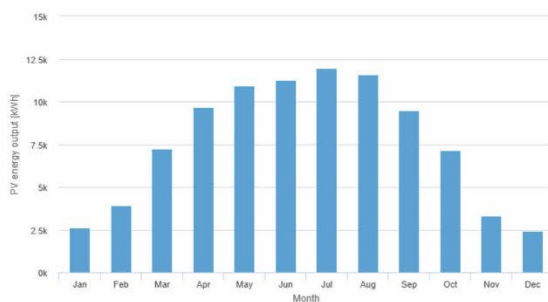
#### Simulation outputs

Slope angle: 35 °  
 Azimuth angle: 12 °  
 Yearly PV energy production: 91521.54 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1445.72 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 4073.71 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -2.93 %  
 Spectral effects: 1.39 %  
 Temperature and low irradiance: -6.51 %  
 Total loss: -20.87 %

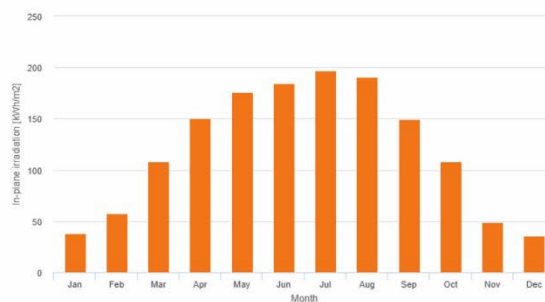
#### Outline of horizon at chosen location:



#### Monthly energy output from fix-angle PV system:



#### Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



#### Monthly PV energy and solar irradiation

| Month     | E_m     | H(i)_m | SD_m   |
|-----------|---------|--------|--------|
| January   | 2605.7  | 38.2   | 590.4  |
| February  | 3942.5  | 57.6   | 1070.3 |
| March     | 7259.4  | 108.4  | 1718.4 |
| April     | 9666.4  | 150.0  | 1483.0 |
| May       | 10926.5 | 176.1  | 1169.5 |
| June      | 11256.0 | 184.9  | 578.6  |
| July      | 11947.4 | 197.0  | 641.1  |
| August    | 11570.5 | 190.5  | 884.2  |
| September | 9471.0  | 149.7  | 1606.4 |
| October   | 7167.4  | 108.6  | 1320.9 |
| November  | 3300.9  | 49.1   | 714.8  |
| December  | 2407.8  | 35.8   | 675.9  |

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit [https://ec.europa.eu/info/legal-notice\\_en](https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en)

Joint  
Research  
Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2025.

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2025/10/22

Рис.2.14. Звіт розрахунку річної генерації PV-панелей в програмі PVGIS-5

## 2) Вибір та розрахунок параметрів сонячного інвертора

Умови вибору сонячного інвертора для першого варіанту наведені в табл. 2.2.

Табл.2.2. Вибір інвертора для першого варіанту.

| Параметри:                          | Необхідне значення | Інвертор      |
|-------------------------------------|--------------------|---------------|
| АС струм:                           |                    |               |
| Ном. напруга мережі                 | 400 В              | 230/400 В     |
| Ном. потужність                     | 80,0 кВт           | 80,0 кВт      |
| Частота мережі                      | 50 Гц              | 50/60 Гц      |
| DC струм:                           |                    |               |
| К-ть МРРТ/к-ть рядків МРР-трекерів  | 5/2                | 6/2+2+2+2+2+2 |
| Вхідний струм короткого замкнення   | 27,96 А            | 54,0 А        |
| Макс. вхідний фотоелектричний струм | 26,42 А            | 36,0 А        |
| Напруга розімкнутого кола стрінгу   | 840,14 В           | 1000 В        |
| Мінімальна напруга стрінгу          | 193,08 В           | 180 В         |
| Максимальна потужність PV-модулів   | 83,3 кВт           | 160 кВт       |
| Акумулятор                          |                    |               |
| Тип акумулятора                     | LiFePO4            | Літієво-іоний |
| Напруга акумуляторів                | 614,4 В            | 160-1000 В    |
| Макс. зарядний струм                | 125 А              | 80+80 А       |
| Макс. розрядний струм               | 125 А              | 80+80 А       |
| Стратегія заряджання                | BMS                | BMS           |

По стороні змінного струму інвертор обирається за параметрами мережі та необхідною потужністю.

Основна умова підбору інверторного обладнання полягає у забезпеченні достатньої вихідної потужності:

$$P_{inv} \geq \sum P_l$$

Мінімальна потужність інвертора  $P_{inv} = 80,0$  кВт.

Отже, по стороні АС потрібен інвертор мінімальною потужністю ( $P_{inv}$ ) 80 кВт, напругою 400 В та частотою 50 Гц.

По стороні постійного струму до інвертора приєднуються PV-модулі та АКБ, кожен з яких характеризується специфічними електричними параметрами, що мають бути сумісними з вхідними характеристиками інвертора.

Базуючись на технічних параметрах обраної моделі сонячних панелей та результатах розрахунку їх необхідної кількості, сформовано наступну архітектуру PV-масиву: 5 незалежних масивів, кожен з яких складається з 2 паралельних стрінгів (по 14 послідовно з'єднаних PV-модулів).

Сумарна потужність по постійному струмі  $\sum P_{PV}=83,3$ кВт.

(Для подальших розрахунків використовується округлене значення 83,3 кВт з урахуванням можливого розширення)

Виходячи з цього визначаємо необхідні параметри підбору інвертора:

1) Для оптимального відстеження точки максимальної потужності кожного масиву необхідна наявність мінімум 5 незалежних МРРТ-контролерів, кожен з яких має забезпечувати підключення принаймні 2 стрінгових входів. Така конфігурація дозволяє максимізувати енергетичний вихід навіть при частковому затіненні окремих масивів або їх нерівномірному освітленні.

2) Максимальна вхідна потужність по DC

Максимальна потужність PV-енергії повинна буди  $P_{maxinvDC} \geq \sum P_{PV}$

Це гарантує можливість обробки повної потужності, генерованої PV-системою при оптимальних погодних умовах.

3) Струм короткого замкнення:

Відповідно до datasheet струм КЗ ( $I_{SC}$ ) однієї PV-панелі складає 13,96 А.

Розрахуємо загальний струм КЗ на одному MPPT:

Враховуючи топологію підключення, відповідно до рис. 2.15., з двома паралельними стрінгами на кожен трекер, мінімальний вхідний струм короткого замкнення інвертора має бути:

$$I_{minSCinv} \geq 2I_{SC}$$

$$I_{minSCinv} \geq 2 \cdot 13,96 \text{ A}$$

$$I_{minSCinv} \geq 27,92 \text{ A}$$



Рис.2.15. Схема підключення PV-панелей до одного MPPT

Даний параметр критично важливий для забезпечення безпечної роботи інвертора та коректного функціонування вбудованої системи захисту від перевантажень по струму.

4) Розраховуємо максимальну довжину стрінгу для обраного інвертора:

Обчислюємо максимальну напругу фотомодуля, при температурі  $-20^{\circ}\text{C}$ :

$$V_{maxt} = V_{XX} \cdot \left(1 + \frac{k_u}{100} \cdot (t_{max} - T_{STC})\right)$$

де,  $V_{XX}$ - напруга холостого ходу PV-модуля при STC;

$k_u$ -температурний коефіцієнт PV-модуля ( $\beta_{V_{oc}}$ );

$T_{STC}$ -температура при STC ( $+25^{\circ}\text{C}$ )

$$V_{maxt} = 53,40 \cdot \left( 1 + \frac{-0,275}{100} \cdot (-20 - 25) \right) = 60,01 \text{ В}$$

Максимально допустима кількість PV-модулів у стрінгу обмежується максимальною вхідною напругою інвертора:

$$n_{PV} = \frac{U_{max}}{V_{maxt}} = \frac{1000}{60,01} = 16,67$$

З розрахунку виходить, що максимальна к-ть фотомодулів в один стрінг для обраного інвертора **16 шт.**

У реалізованому проєкті довжина стрінга становить 14 модулів, що цілком відповідає обмеженню за максимальною напругою розімкненого кола.

Подібним чином розраховуємо і мінімальну напругу стрінгу для пуску:

Обчислюємо максимальну напругу фотомодуля, при температурі +60°C (температура панелі на даху може значно перевищувати температуру повітря):

$$V_{mint} = V_{XX} \cdot \left( 1 + \frac{k_u}{100} \cdot (t_{min} - T_{STC}) \right)$$

$$V_{mint} = 53,40 \cdot \left( 1 + \frac{-0,275}{100} \cdot (60 - 25) \right) = 48,27 \text{ В}$$

Мінімальна к-ть PV-модулів залежить від напруги старта інвертора:

$$n_{PV} = \frac{U_{max}}{V_{mint}} = \frac{180}{48,27} = 3,73$$

Мінімальна к-ть PV-модулів з напругою старту 180 В – **4 шт.**

Реалізована конфігурація з 14 модулями забезпечує мінімальну напругу стрінга.

5) Обчислюємо коефіцієнт перевантаження інвертора:

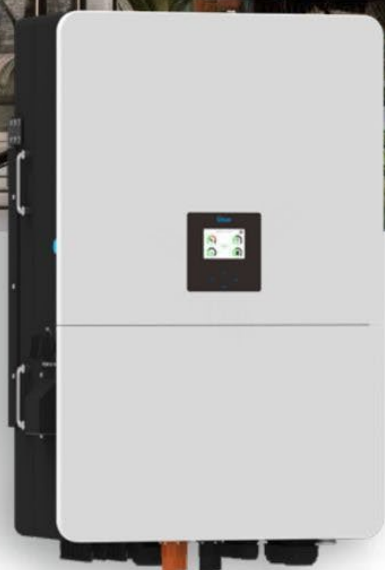
$$\eta = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} = \frac{80,0}{83,3} = 0,96$$

Інвертор перевантажений на 4%. Таке перевантаження є цілком прийнятним та навіть рекомендованим для підвищення річного енергетичного виходу, оскільки ном. потужність сонячних панелей досягається лише при ідеальних умовах (STC). Необхідно обрати модель інвертора, яка підтримує коефіцієнт перевантаження мінімум 1,04 (або 104% від номінальної AC-потужності).

На підставі проведених розрахунків та технічних вимог обираємо інвертор марки **Deye SUN-80K-SG02HP3 EU-EM6** – рис.2.16. Принципово важливою особливістю обраної моделі є наявність інтегрованої функції резервного живлення (по стороні AC), наприклад від генератора. Технічні характеристики обраного інвертора наведені на рис. 2.17.

# Three Phase Hybrid Inverter

SUN-60/70/75/80K-SG02HP3-EU-EM6



**Deye**  
Stock Code: 605117.SH

- 100** 100% unbalanced output
- AC** AC couple to retrofit existing solar system
- 10** Max. 10 pcs parallel for on-grid and off-grid operation; Support multiple batteries parallel
- 160** Max. charging/discharging current of 160A
- H** High voltage battery, higher efficiency
- 6** 6 time periods for battery charging/discharging
- EG** Support storing energy from diesel generator

Рис.2.16. Гібридний інвертор Deye SUN-80K-SG02HP3 EU-EM6

## 9. Технічні характеристики

| Модель   | SUN-60K-SG02HP3-EU-EM6                | SUN-70K-SG02HP3-EU-EM6 | SUN-75K-SG02HP3-EU-EM6 | SUN-80K-SG02HP3-EU-EM6 |
|--|---------------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| <b>Вхідні дані акумулятора</b>   |                                       |                        |                        |                        |
| Тип акумулятора  | Літійово-іонний                       |                        |                        |                        |
| Діапазон напруги акумулятора (В)   | 160-1000                              |                        |                        |                        |
| Макс. зарядний струм (А)   | 80+80                                 |                        |                        |                        |
| Макс. розрядний струм (А)  | 80+80                                 |                        |                        |                        |
| Стратегія зарядження літійового акумулятора                              | Самоадаптація до BMS                  |                        |                        |                        |
| Кількість входів для акумулятора   | 2                                     |                        |                        |                        |
| <b>Вхідні дані PV рядка</b>  |                                       |                        |                        |                        |
| Макс. потужність доступної фотоелектричної енергії (Вт)                  | 120000                                | 140000                 | 150000                 | 160000                 |
| Макс. вхідна потужність постійного струму (В)                            | 96000                                 | 112000                 | 120000                 | 128000                 |
| Макс. вхідна напруга постійного струму (В)                               | 1000                                  |                        |                        |                        |
| Пускова напруга (В)  | 180                                   |                        |                        |                        |
| Діапазон вхідного фотоелектричного струму (А)                            | 180-1000                              |                        |                        |                        |
| Діапазон напруги MPPT (В)  | 150-850                               |                        |                        |                        |
| Діапазон напруги MPPT при повному навантаженні (В)                       | 365-850                               | 420-850                | 455-850                | 485-850                |
| Номинальна вхідна напруга фотоелектричної системи (В)                    | 650                                   |                        |                        |                        |
| Макс. Робочий вхідний фотоелектричний струм (А)                          | 36+36+36+36+36+36                     |                        |                        |                        |
| Максимальний вхідний струм короткого замикання (А)                       | 54+54+54+54+54+54                     |                        |                        |                        |
| Кількість MPPT-трекерів/кількість рядків MPPT-трекера                    | 6/2+2+2+2+2                           |                        |                        |                        |
| Максимальний струм зворотного живлення інвертора на масив                | 0                                     |                        |                        |                        |
| <b>Вхідні / вихідні дані змінного струму</b>                             |                                       |                        |                        |                        |
| Номинальна вхідна/вихідна активна потужність змінного струму (Вт)        | 60000                                 | 70000                  | 75000                  | 80000                  |
| Макс. потужність на вході/виході змінного струму (ВА)                    | 66000                                 | 77000                  | 82500                  | 88000                  |
| Пікова потужність (від мережі) (Вт)                                      | 1,5 рази номінальної потужності, 10 с |                        |                        |                        |
| Номинальний вхідний/вихідний струм змінного струму (А)                   | 91/87                                 | 106.1/101.5            | 113.7/108.7            | 121.3/116              |
| Макс. Вхідний/вихідний струм змінного струму (А)                         | 100/95.7                              | 116.7/111.6            | 125/119.6              | 133.4/127.6            |
| Макс. безперерв. прохідний змінн. струм (від мережі до навантаження) (А) | 200                                   |                        |                        |                        |
| Макс. вихідний струм короткого замикання (А)                             | 256                                   |                        |                        |                        |
| Макс. вихідний захист від перевантаження по струму (А)                   | 334                                   |                        |                        |                        |
| Номинальна вхідна/вихідна напруга/діапазон (В)                           | 220/380В, 230/400В 0,85Un-1,1Un       |                        |                        |                        |
| Форма підключення до мережі  | 3L+N+PE                               |                        |                        |                        |
| Номинальна частота/діапазон вхідної/вихідної мережі                      | 50Гц/45Гц-55Гц 60Гц/55Гц-65Гц         |                        |                        |                        |
| Діапазон регулювання коефіцієнта потужності                              | 0,8 випередження-0,8 відставання      |                        |                        |                        |
| Загальний коефіцієнт нелінійних спотворень струму THDi                   | <3% (від номінальної потужності)      |                        |                        |                        |
| Струм інжекції постійного струму   | <0.5% In                              |                        |                        |                        |
| <b>Ефективність</b>  |                                       |                        |                        |                        |
| Макс. ефективність   | 98.70%                                |                        |                        |                        |
| Середня ефективність   | 98.10%                                |                        |                        |                        |
| Ефективність MPPT  | >99%                                  |                        |                        |                        |
| <b>Захист обладнання</b>   |                                       |                        |                        |                        |
| Захист від перенапруги на виході змінного струму                         | Так                                   |                        |                        |                        |
| Захист від неправильної полярності підключення постійного струму         | Так                                   |                        |                        |                        |
| Захист від перенапруги на виході змінного струму                         | Так                                   |                        |                        |                        |
| Захист від короткого замикання на виході змінного струму                 | Так                                   |                        |                        |                        |
| Тепловий захист  | Так                                   |                        |                        |                        |
| Контроль опору ізоляції клеми постійного струму                          | Так                                   |                        |                        |                        |

Рис. 2.17. Datasheet гібридного інвертора Deye SUN-80K-SG02HP3 EU-EM6

### 3) Вибір та розрахунок акумуляторної системи накопичення енергії

Для забезпечення сумісності з інвертором та максимальної ефективності системи обрано високовольтні літійові АКБ виробництва компанії **Deve** серії **BOS-GM5.1** – рис.2.18.



Рис.2.18. Стійка акумуляторних батарей **Deve BOS-GM5.1**

Параметри однієї батареї BOS-GM5.1:

Напруга ( $U_{\text{АКБ}}$ ): 51,2 В;

Ємність ( $C_{\text{АКБ}}$ ): 100 А·год;

Енергоємність одного модуля  $E_{\text{АКБ}}$ : 5,12 кВт·год;

Максимальний заряд ( $SOC_{\text{max}}$ ): 95%;

Мінімальний заряд ( $SOC_{\text{min}}$ ): 10%;

Глибина розряду (DOD): 95%.

Реальна використовувана енергія батареї залежить від допустимої глибини розряду та захисних налаштувань системи керування.

Розраховуємо корисну ємність одного модуля АКБ:

$$W_{\text{АКБ}} = E_{\text{АКБ}} \cdot (\text{DOD} - \text{SOC}_{\text{min}})$$

$$W_{\text{АКБ}} = 5,12 \cdot 0,85 = 4,325 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Для визначення загальної енергії, яку має акумулювати батарейна система, враховуються втрати ефективності інверторного перетворення:

$$W_{\text{сп}} = \frac{P_I \cdot t_{\text{АКБ}}}{\eta_{\text{inv}}}$$

де,  $P_I$  – розрахункова потужність струмоприймачів I категорії надійності, кВт;

$t_{\text{АКБ}}$  – час резервування від АКБ, год;

$\eta_{\text{inv}}$  – ККД інвертора.

Час резервування приймаємо 2,5 год обґрунтовуючи це тим, що відповідно до ДБН В.2.5-23:2010 час автономної роботи не менше 30 хвилин при 100% навантаженні. Додатковий час закладається для забезпечення надійності при можливих затримках запуску генератора, проведення планового технічного обслуговування або багаторазових короткочасних відключень мережі.

$$W_{\text{сп}} = \frac{80 \cdot 2,5}{0,98} = 204,08 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Обчислюємо необхідну к-ть АКБ:

$$n_{\text{АКБ}} = \frac{W_{\text{сп}}}{W_{\text{АКБ}}} = \frac{204,08}{4,325} \approx 47,1 = 48 \text{ шт.}$$

Отже, мінімальна к-ть АКБ марки Deye BOS-GM5.1 **48 шт.**

Для оптимального розміщення та забезпечення зручності обслуговування батарейні модулі об'єднуються у високовольтні стеки. Обрано 4 блоки

батареїних шаф **Deye BOS-G12 61.44kW 614.4V**, кожна з яких вміщує до 12 модулів **BOS-GM5.1**. Загальною ємністю 207,6 кВт·год.

Таким чином, обрана конфігурація акумуляторної системи забезпечує автономну роботу критичних навантажень протягом 2,5 години при повному навантаженні, що повністю відповідає заданим вимогам.

## 2.5 Розрахунок другого варіанту фотоелектричної системи

### *1) Вибір місця розташування та технічні параметри PV-модулів.*

Цей варіант резервування орієнтований на максимізацію економічної ефективності шляхом покриття енергетичних потреб усього хірургічного корпусу, а не лише критичних споживачів. Основною метою є суттєве зниження операційних витрат на оплату електроенергії з централізованої мережі через збільшення частки власної генерації.

У зв'язку з цим прийнято рішення про встановлення максимально можливої кількості фотовольтаїчних панелей з урахуванням наявної площі та технічних обмежень об'єкта.

Для забезпечення уніфікації обладнання, спрощення експлуатації та зниження витрат на технічне обслуговування у другому варіанті використовуються ідентичні сонячні панелі виробництва **JA Solar** моделі **JAM78-S30-595-MR**, що й у першій конфігурації системи.

Беручи до уваги наявність вільної земельної ділянки поблизу хірургічного корпусу та обмеженість площі експлуатованої покрівлі, сонячні панелі другого варіанту розміщуються на рівні землі. На рис. 2.19. зображено міську лікарню для визначення розташування сонячних панелей.

Кут нахилу панелей відносно горизонту становить  $30^\circ$ , що є оптимальним для наземного розміщення. Азимутальне відхилення від південного напрямку складає  $12^\circ$ , що обумовлено топографічними особливостями ділянки та орієнтацією меж земельної відведеної території



Рис.2.19. Знімок міської лікарні зі супутника

Для надійної фіксації панелей на поверхні землі застосовується спеціалізована *наземна конструктивна система кріплення*, яка включає:

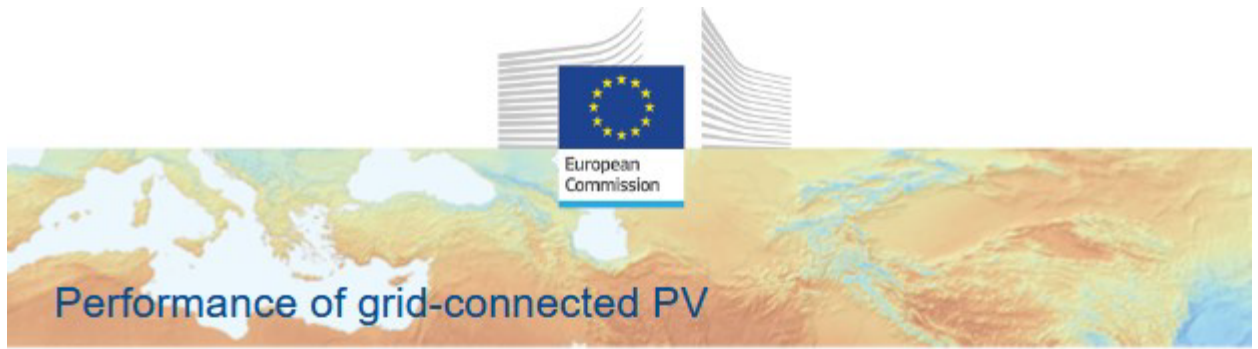
- металеві опорні стійки з антикорозійним покриттям;
- фундаментні елементи (гвинтові палі або бетонні блоки);
- алюмінієві направляючі профілі для кріплення модулів.

Відповідно до розміщення враховуючи затінення та інших факторів максимальна потужність по панелям дорівнює  $\sum P_{PV} = 218,96$  кВт.

Максимальна кількість панелей для забезпечення потужності хірургічного корпусу - **368 шт.**

Відповідно до розрахунку, попередньо прогнозована річна генерація складає **248692,07** кВт·год

Розрахунок генерації виконувався в програмі **PVGIS-5** – рис. 2.20.



**PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:**

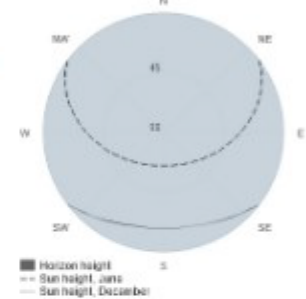
**Provided inputs:**

Latitude/Longitude: 48.310,31.535  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH3  
 PV technology: Cryst Sil Original  
 PV installed: 218 kWp  
 System loss: 14 %

**Simulation outputs**

Slope angle: 30 °  
 Azimuth angle: 12 °  
 Yearly PV energy production: 248892.07 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1442.79 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 10730.82 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -3 %  
 Spectral effects: 1.37 %  
 Temperature and low irradiance: -6.5 %  
 Total loss: -20.93 %

**Outline of horizon at chosen location:**



**Monthly energy output from fix-angle PV system:**



**Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:**



**Monthly PV energy and solar irradiation**

| Month     | E_m        | H(i)_m | SD_m   |
|-----------|------------|--------|--------|
| January   | 6831.5     | 38.9   | 1500.8 |
| February  | 10482.356  | 3      | 2789.4 |
| March     | 19511.2106 | 9      | 4520.4 |
| April     | 28344.6149 | 9      | 3978.5 |
| May       | 30194.2178 | 4      | 3209.0 |
| June      | 31291.0188 | 5      | 1619.8 |
| July      | 33098.3200 | 2      | 1764.2 |
| August    | 31639.9191 | 1      | 2400.9 |
| September | 25478.7147 | 7      | 4244.9 |
| October   | 18931.3105 | 3      | 3421.7 |
| November  | 8638.8     | 4      | 1814.5 |
| December  | 6252.2     | 3      | 1704.0 |

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].  
 H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].  
 SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.  
 It is our goal to minimize disruptions caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or introduced in files or form sheets that are not error-free and we cannot guarantee that our services will not be interrupted or information affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.  
 For more information, please visit [http://ec.europa.eu/info/legal/index\\_en](http://ec.europa.eu/info/legal/index_en)

**PVGIS ©European Union, 2001-2025.**  
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2025/10/23



Рис.2.20. Звіт розрахунку річної генерації PV-панелей в програмі PVGIS-5

## 2) Вибір та розрахунок параметрів сонячного інвертора

Умови вибору сонячного інвертора для другого варіанту наведені в табл. 2.3.

Табл.2.3. Вибір інвертора для другого варіанту.

| Параметри:                          | Необхідне значення | Інвертор  |
|-------------------------------------|--------------------|-----------|
| АС струм:                           |                    |           |
| Ном. напруга мережі                 | 400 В              | 400 В     |
| Ном. потужність                     | 241,2 кВт          | 215,0 кВт |
| Частота мережі                      | 50 Гц              | 50/60 Гц  |
| ДС струм:                           |                    |           |
| К-ть МРРТ/к-ть рядків МРР-трекерів  | 9/18               | 9/18      |
| Вхідний струм короткого замкнення   | 27,92 А            | 50,0 А    |
| Макс. вхідний фотоелектричний струм | 26,42 А            | 30,0 А    |
| Напруга розімкнутого кола стрінгу   | 1500 В             | 1500 В    |
| Мінімальна напруга стрінгу          | 530,9 В            | 500 В     |
| Максимальна потужність PV-модулів   | 214,2 кВт          | 215 кВт   |

По стороні постійного струму треба підключити PV-модулі до інвертора, організованих у наступну топологію:

- загальна кількість масивів: 9 незалежних масивів
- конфігурація кожного масиву: 2 паралельних стрінги
- к-ть модулів у стрінгу: 20 панелей (послідовне з'єднання)
- загальна кількість стрінгів: 18 шт.

Сумарна потужність PV-системи по постійному струмі  $\sum P_{PV}=214,2$  кВт.

Виходячи з цього визначаємо необхідні параметри підбору інвертора:

1) Для забезпечення ефективної роботи системи та мінімізації втрат обираємо номінальну потужність мережевого інвертора  $P_{inv}=215,0$  кВт

Така потужність забезпечує можливість передачі в мережу всієї генерованої енергії навіть при пікових умовах інсоляції.

2) Оптимальна конфігурація інверторної системи передбачає наявність мінімум 9 незалежних MPPT-контролерів (по одному на кожен масив), кожен з яких має забезпечувати підключення 2 стрінгових входів.

3) Максимальна потужність PV-енергії повинна буди  $P_{maxinvDC} \geq \sum P_{PV}$

4) Струм короткого замкнення:

Відповідно до datasheet струм КЗ ( $I_{SC}$ ) однієї PV-панелі складає 13,96 А.

Розрахуємо сумарний струм КЗ на одному MPP-трекері з двома паралельними стрінгами відповідно до схеми рис.2.21.:

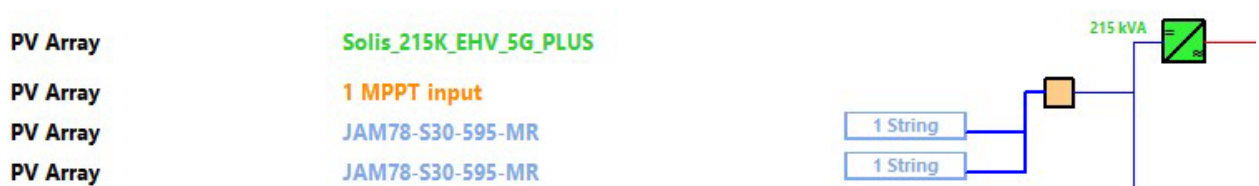


Рис.2.21. Схема підключення PV-панелей до одного MPPT

Мінімальний струм КЗ сонячного інвертора:

$$I_{minscinv} \geq 2I_{SC}$$

$$I_{minscinv} \geq 2 \cdot 13,96 \text{ A}$$

$$I_{minscinv} \geq 27,92 \text{ A}$$

5) Розраховуємо максимальну довжину стрінгу для обраного інвертора:

Обчислюємо максимальну напругу фотомодуля, при температурі

-20°C:

$$V_{maxt} = V_{XX} \cdot \left(1 + \frac{k_u}{100} \cdot (t_{max} - T_{STC})\right)$$

де,  $V_{XX}$ - напруга холостого ходу PV-модуля;

$k_u$ -температурний коефіцієнт PV-модуля ( $\beta_{Voc}$ );

$T_{STC}$ -температура при STC (+25 °C)

$$V_{maxt} = 53,40 \cdot \left(1 + \frac{-0,275}{100} \cdot (-20 - 25)\right) = 60,01 \text{ В}$$

Максимально допустима кількість PV-модулів:

$$n_{PV} = \frac{U_{max}}{V_{maxt}} = \frac{1500}{60,01} = 25$$

З розрахунку виходить, що максимальна к-ть фотомодулів в один стрінг для обраного інвертора **25 шт.**

В проєкті в одному стрінгу 20 шт., отже обрана напруга розімкненого кола стрінгу інвертора підходить.

Розрахуємо мінімальної напруги для запуску:

Обчислюємо максимальну напругу фотомодуля, при температурі +60°C:

$$V_{mint} = V_{XX} \cdot \left(1 + \frac{k_u}{100} \cdot (t_{min} - T_{STC})\right)$$

$$V_{maxt} = 53,40 \cdot \left(1 + \frac{-0,275}{100} \cdot (60 - 25)\right) = 48,27 \text{ В}$$

Обчислюємо мінімальну к-ть PV-модулів для старту:

$$n_{PV} = \frac{U_{max}}{V_{maxt}} = \frac{500}{48,27} \approx 10,36 = 11 \text{ шт.}$$

Реалізована конфігурація з 20 модулями забезпечує мінімальну напругу. Це гарантує надійний запуск та стабільну роботу МРРТ навіть у найспекотніші літні дні.

б) Обчислюємо коефіцієнт перевантаження інвертора:

$$\eta = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} = \frac{215,0}{214,2} = 1,003$$

Інвертор неперевантажений, що означає оптимальне співвідношення між генерованою та перетворюваною потужністю.

На підставі проведених розрахунків та аналізу технічних вимог обрано високовольтний мережевий інвертор провідного виробника **Solis** моделі **Solis-215K-EHV-5G-PLUS** – рис.2.22. Технічні характеристики інвертора наведені на рис. 2.23.



Рис.2.22. Мережевий інвертор Solis-215-K-EHV-5G-PLUS

## DATASHEET

## Solis-(215-255)K-EHV-5G

| Models                                  | 215K-PLUS                                     | 255K   | 255K-PLUS |
|---|---|--|-----------|
| <b>Input DC</b>                         |   |  |           |
| Max. input voltage                      |   | 1500 V   |           |
| Rated voltage                           |   | 1080 V   |           |
| Start-up voltage                        |   | 500 V  |           |
| MPPT voltage range                      |   | 480 - 1500 V   |           |
| Max. input current                      | 9 × 30 A                                      | 14 × 26 A  | 12 × 30 A |
| Max. short circuit current              | 9 × 50 A                                      | 14 × 40 A  | 12 × 50 A |
| MPPT number / Max. input strings number | 9 / 18  | 14 / 28  | 12 / 24   |
| <b>Output AC</b>                        |   |  |           |
| Output power                            | 215 kVA@30°C / 205 kVA@40°C /<br>195 kVA@50°C | 255 kVA@30°C / 235 kVA@40°C /<br>220 kVA@50°C                            |           |
| Rated apparent output power             | 215 kVA                                       | 255 kVA  |           |
| Rated grid voltage                      |   | 3/PE, 900 V  |           |
| Grid voltage range                      |   | 640 - 920 V  |           |
| Rated grid frequency                    |   | 50 Hz  |           |
| Max. output current                     | 155.2 A                                       | 184.0 A  |           |
| Power factor                            |   | > 0.99 (0.8 leading - 0.8 lagging)                                       |           |
| THDi                                    |   | < 3%   |           |
| <b>Efficiency</b>                       |   |  |           |
| Max. efficiency                         |   | 99.0%  |           |
| EU efficiency                           | 98.8%   | 98.7%  | 98.8%     |
| <b>Protection</b>                       |   |  |           |
| DC reverse-polarity protection          |   | Yes  |           |
| Short circuit protection                |   | Yes  |           |
| Output over current protection          |   | Yes  |           |
| Surge protection                        |   | DC Type II / AC Type II  |           |
| Grid monitoring                         |   | Yes  |           |
| Anti-islanding protection               |   | Yes  |           |
| Temperature protection                  |   | Yes  |           |
| Strings monitoring                      |   | Yes  |           |
| I/V Curve scanning                      |   | Yes  |           |
| Night time SVG function                 |   | Yes  |           |
| Integrated PID recovery                 |   | Yes  |           |
| Integrated DC switch                    |   | Yes  |           |
| <b>General Data</b>                     |   |  |           |
| Dimensions (W × H × D)                  |   | 1125 × 770 × 384 mm  |           |
| Weight                                  | 109 kg  |  | 113 kg    |
| Topology                                |   | Transformerless  |           |
| Self-consumption (night)                |   | < 2 W  |           |
| Operating ambient temperature range     |   | -30 ~ +60°C  |           |
| Relative humidity                       |   | 0 - 100%   |           |
| Ingress protection                      |   | IP66   |           |
| Cooling concept                         |   | Intelligent fan-cooling  |           |
| Max. operation altitude                 |   | 4000 m   |           |
| Grid connection standard                |   | AS/NZS 4777.2:2020, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683, EN 50530 |           |
| Safety / EMC standard                   |   | IEC/EN 62109-1/-2, IEC/EN 61000-6-2/-4                                   |           |
| <b>Features</b>                         |   |  |           |
| DC connection                           |   | MC4 connector  |           |
| AC connection                           |   | OT terminal (max. 300 mm <sup>2</sup> )                                  |           |
| Display                                 |   | LCD  |           |
| Communication                           |   | RS485, Optional: PLC   |           |
| Country of manufacture                  |   | China  |           |

Рис. 2.23. Datasheet мережевого інвертора Solis-215-K-EHV-5G-PLUS

## Висновки до розділу

1. Визначено параметри навантажень та режими електроспоживання хірургічного корпусу: сумарна розрахункова потужність становить 360 кВт, з яких 80 кВт припадає на струмоприймачі першої категорії надійності (ВРПа). Річне споживання корпусу складає 972 000 кВт·год, ВРПа – 216 000 кВт·год. Побудовано добові графіки активної та реактивної потужності з урахуванням коефіцієнта потужності  $\cos \varphi = 0,95$  згідно ДБН, що відображають специфіку роботи медичного закладу з денним максимумом та цілодобовою роботою критично важливих систем.

2. Обґрунтовано застосування третього резервного джерела для всіх споживачів I категорії надійності. Враховуючи, що всі струмоприймачі першої категорії, включаючи особливу групу, підключені до єдиної секції ВРПа, для обох варіантів обрано дизель-генераторну установку номінальною потужністю 80 кВт, що забезпечує гарантоване живлення критичного обладнання.

3. Розраховано перший варіант – гібридну фотоелектрична систему з акумуляторами для критичних навантажень: встановлена потужність фотоелектричної системи 80,3 кВт (135 модулів JA Solar JAM78-S30-595-MR на покрівлі), гібридний інвертор Deye SUN-80K-SG02HP3-EU-EM6 потужністю 80 кВт з функцією резервного живлення, акумуляторна система на базі 48 літій-залізо-фосфатних модулів Deye BOS-GM5.1 загальною корисною ємністю 207,6 кВт·год, що забезпечує 2,5 години автономної роботи. Така система резервування гарантує максимальну надійність електропостачання.

4. Розраховано другий варіант – мережеву СЕС для всього корпусу: наземна станція потужністю 219 кВт (368 модулів) з прогнозованою річною генерацією 248 692 кВт·год за розрахунками PVGIS-5, що покриває 25,6% загального споживання корпусу. Використано промисловий інвертор Solis-215K-EHV-5G-PLUS з 10 MPPT-трекерами. Варіант забезпечує економію споживання електроенергії за рахунок генерації. У аварійних режимах резервування здійснюється за допомогою дизель-генератора.

### РОЗДІЛ 3

## МОДЕЛЮВАННЯ КОМБІНОВАНОЇ СИСТЕМИ РЕЗЕРВНОГО ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ ЛІКАРНІ

Щоб оцінити результативність проаналізуємо обидва варіанти резервування електропостачання хірургічного корпусу. В попередньому розділі порахували вироблення енергії обох варіантів за допомогою онлайн програми **PVgis**. Але це онлайн-калькулятор, який робить приблизний розрахунок генерації, в якій не можна моделювати та отримати детальні розрахунки. Більш кращою програмою для проектування та симуляцій фотоелектричних систем є **PVsyst**. Змоделуємо обидва варіанти PV-системи в програмі **PVsyst** для аналізу резервування та генерації. Мета аналізу полягає в комплексному техніко-економічному дослідженні та порівнянні двох конфігурацій комбінованої системи резервного електропостачання для хірургічного корпусу міської лікарні, що поєднують сонячну електростанцію з дизель-генераторною установкою.

### 3.1 Схема та принцип роботи гібридної СЕС з сумісністю ДЕС

Принцип дії ФЕС полягає у заощадженні за рахунок сонячної генерації тільки споживачів першої (у тому числі і особливої групи) категорії надійності та в разі необхідності продовження експлуатації струмоприймачів секції ВРПа при зникненні живлення мережі.

В даній системі у разі зникнення живлення від мережі за пріоритетністю джерелом енергії є PV-модулі→АКБ→ДЕС.

У разі зникнення напруги в мережі, основним джерелом резервного живлення є сонячні панелі. У разі коли потужності сонячних панелей не достатньо (через хмарність або нічного часу ) використовуються заряджені (від PV-панелей чи мережі) акумуляторні батареї. Акумуляторні батареї працюють в режимі stand by (Storage: Weak grid, islanding mode). Енергія накопичується в акумуляторі та повертається користувачеві, коли мережа вимкнена. Дизель-

генератор вмикається лише тоді коли потужності PV-панелей та ємності акумуляторів недостатньо для покриття потреб. Після запуску ДЕС бере покриття недостатньої потужності в системі та одночасно здійснює заряджання акумуляторних батарей. Генератор автоматично вмикається, коли батареї повністю заряджені, а потужність від PV-панелей достатньо для живлення струмоприймачів.

На рис. 3.1. наведено схему гібридної СЕС.

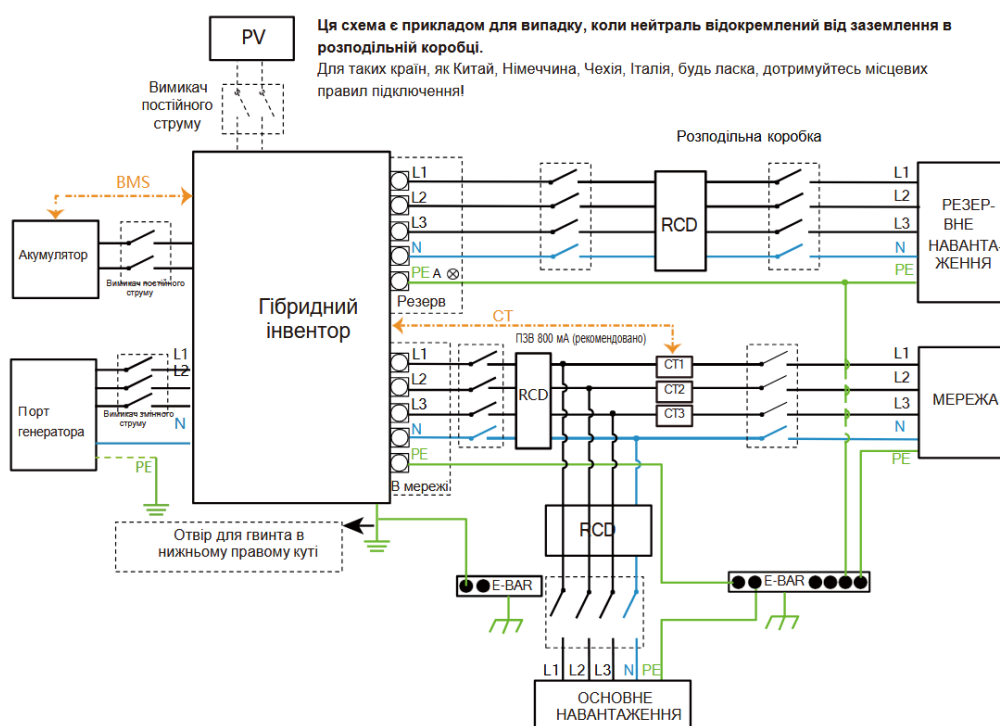


Рис.3.1. Принципова схема гібридної СЕС з дизель-генератором.

Серце цієї системи є сонячний гібридний інвертор на власне споживання та має додатковий вхід АС для генератора та функцію автоматичного перемикавання з мережі на ДЕС. Обраний інвертор в першому варіанти має такі функції. На рис. 3.2. зображено типову схему підключення інвертора в комбінації з дизель-генератором.

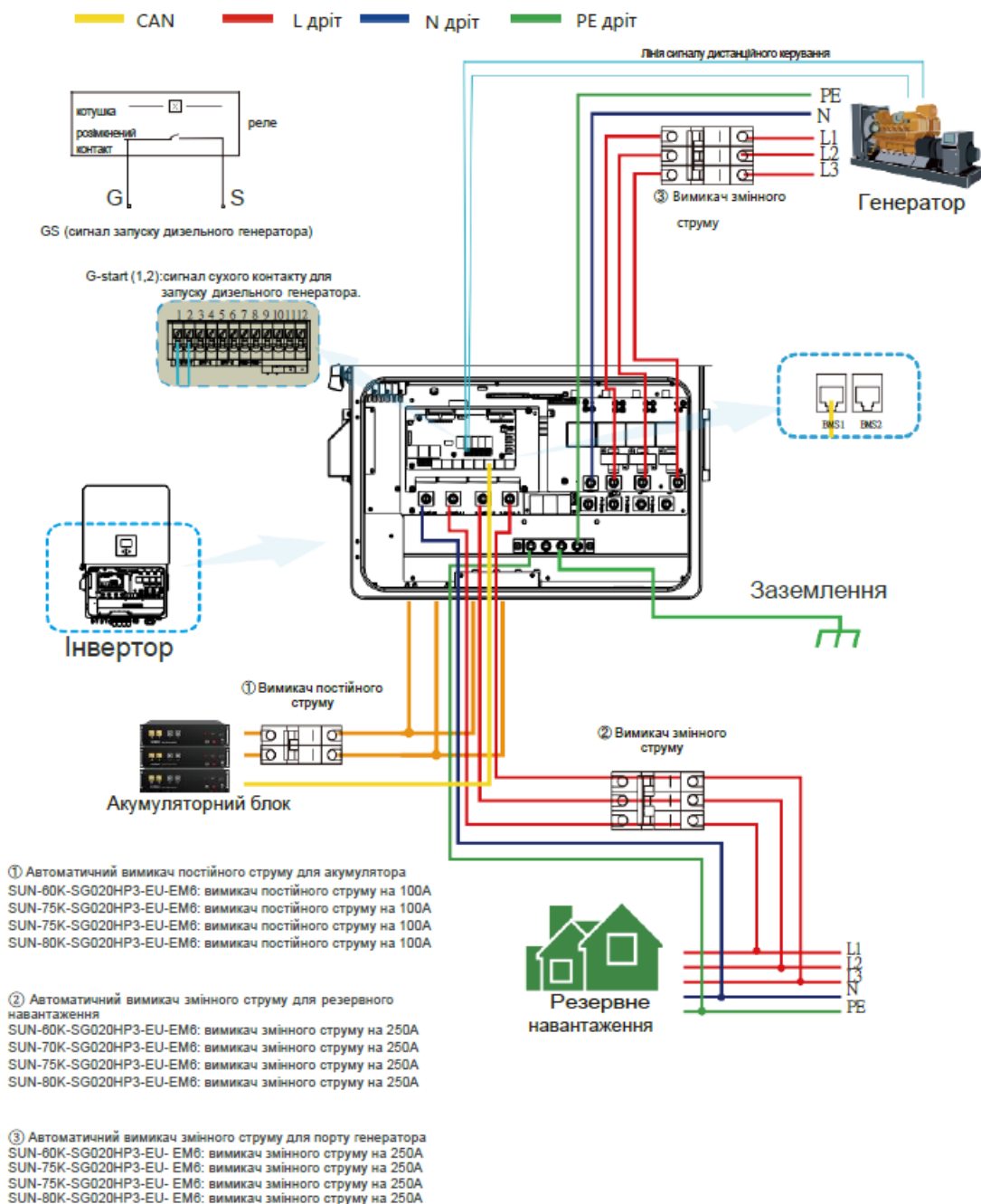


Рис.3.2. Типова схема підключення інвертора Deye SUN-80K-SG02HP3 EU-EM6

В даній системі ФЕС працює на власне споживання та не віддає в мережу. Це робиться за допомогою додаткового спеціального лічильника або СТ. За замовчуванням використовується метод встановлення за допомогою СТ

(300A/5A) які постачаються з пакувальною коробкою. Якщо відстань між розподільною коробкою змінного струму та гібридним інвертором перевищує 10 метрів, а це означає, що довжина дроту СТ повинна перевищувати 10 метрів, рекомендується використовувати інтелектуальний лічильник замість трьох СТ.

На рис. 3.3. наведено схему підключення додаткового лічильника.

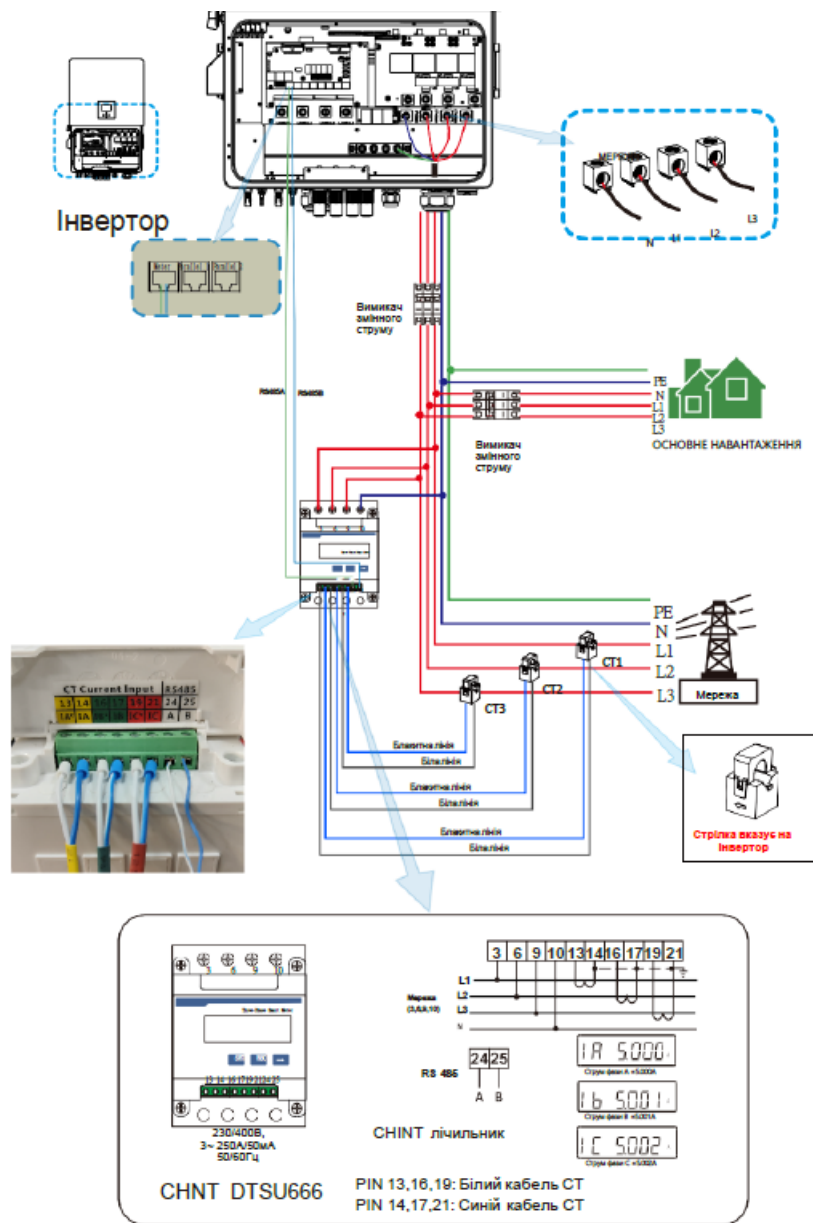


Рис.3.3. Схема підключення інвертора з заборною видачі в мережу.

У гібридного інвертора є пріоритетне та НЕ пріоритетне (основне) навантаження. У разі відсутності напруги в мережі, основне навантаження залишається без живлення навіть при наявності достатньої потужності сонячних

панелей, а АКБ та ДЕС забезпечують тільки пріоритетне навантаження. Зв'язку чим все навантаження другої секції (ВРПа) приймаємо, як резервне (пріоритетне) навантаження.

Схему резервування хірургічного корпусу наведено на схемі рис.3.4.

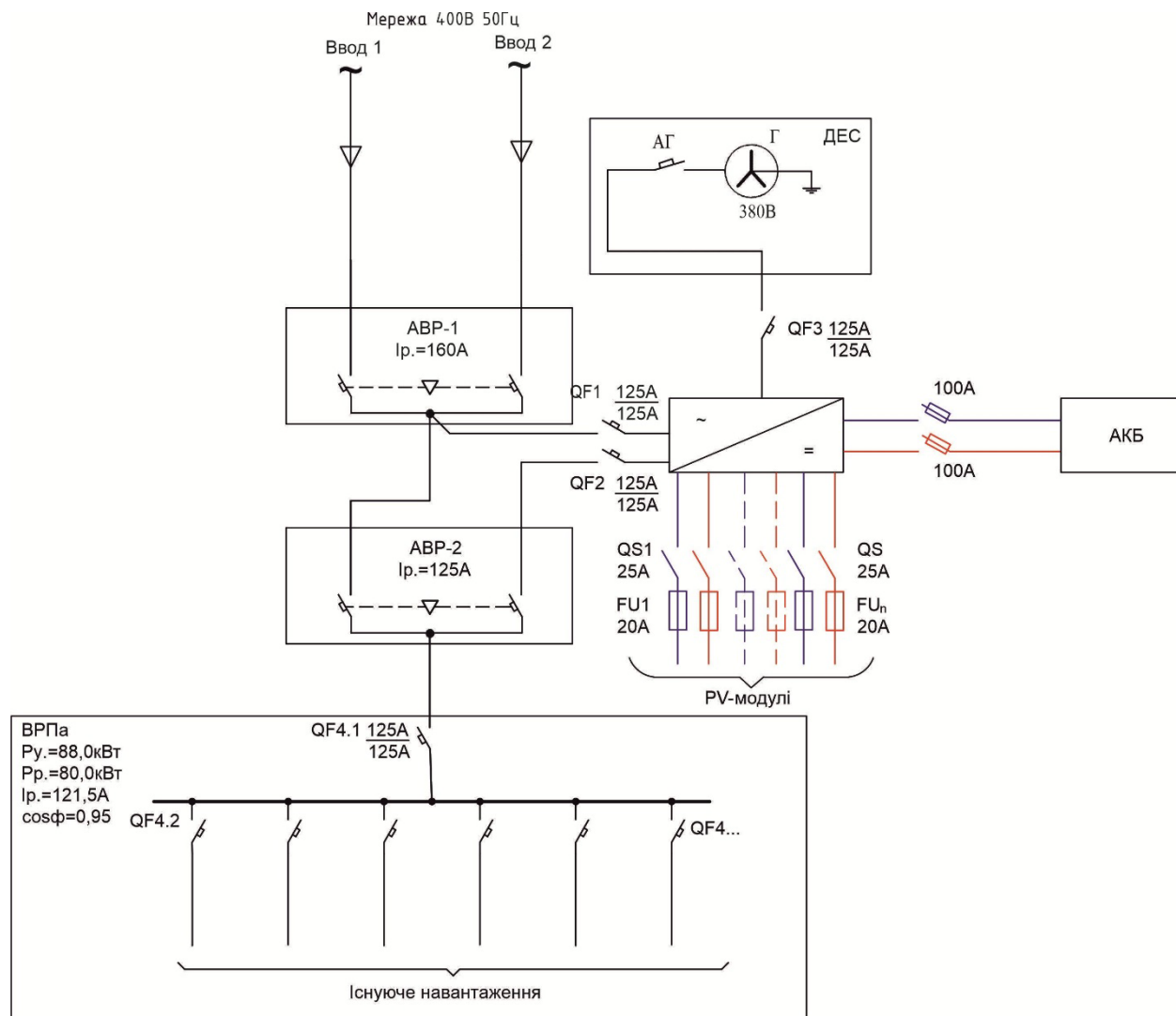


Рис.3.4. Принципова схема електропостачання ВРПа

В цій схемі для комутації та резервування окрім елементів ФЕС та генератора присутні два автоматичних вводу резерва. Перший ввід резерву (АВР-1) це існуючий АВР (рис. 2.2.) ном. струмом 160А, який перемикає з основної лінії живлення від мережі на резервне. Другий АВР (АВР-2) потрібен для перемикання з інвертора на мережу у разі виходу з ладу або ремонтних робіт фотоелектричної станції.

### 3.2 Моделювання гібридної СЕС

Зробимо комп'ютерно модель фотоелектричної системи в програмі PVsyst.

В програмі PVsyst враховується затінення та кут нахилу, азимуту сонячних панелей за допомогою 3D моделювання. Імпорт в програму 3D об'єкта можливий за допомогою програми SketchUP.

Розташування сонячних панелей на покрівлі зображено на рис. 3.5.

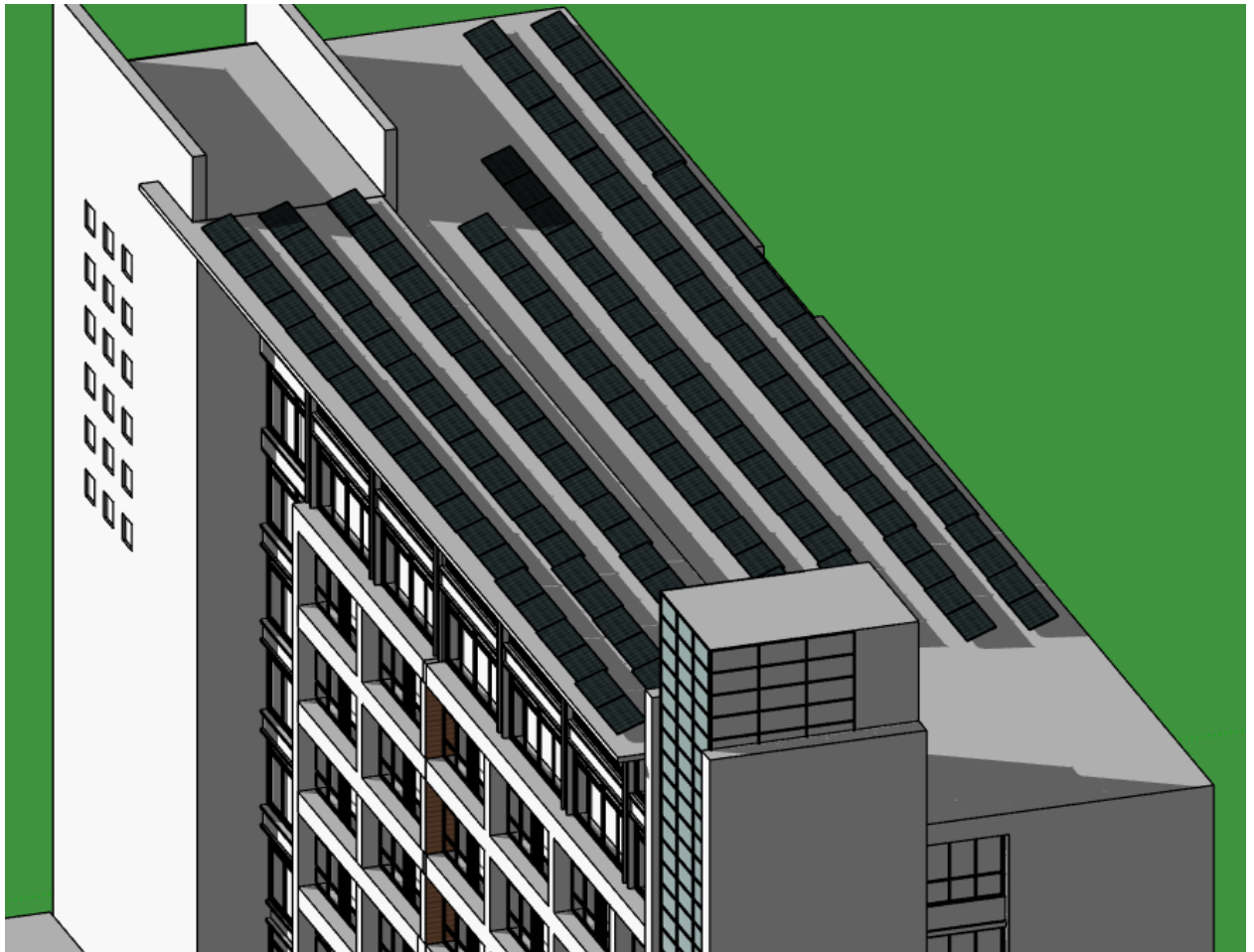


Рис.3.5. Розташування сонячних панелей на покрівлі хірургічного корпусу в програмі SketchUP

Вхідні дані для симуляції беремо відповідно до розрахунку в другому розділі та 3D моделі в SketchUP – рис. 3.6.

PVsyst V7.4.8  
 VCO, Simulation date:  
 01/11/25 18:18  
 with V7.4.8

Variant: Central Ukrainian National Technical University

| General parameters  |  |   |   |
|---|--|---|---|
| <b>Grid-Connected System</b>                              |  | <b>No 3D scene defined, no shadings</b>   |   |
| <b>PV Field Orientation</b>                               |  |   |   |
| <b>Orientation</b>  |  | <b>Sheds configuration</b>                | <b>Models used</b>  |
| Fixed plane   |  | No 3D scene defined                       | Transposition Perez                                       |
| Tilt/Azimuth 35 / 12 °                                    |  |   | Diffuse Perez, Meteorom<br>separate                       |
| <b>Horizon</b>  |  | <b>Near Shadings</b>                      | <b>User's needs</b>                                       |
| Free Horizon  |  | No Shadings                               | Fixed constant load<br>24.86 kW<br>Global<br>218 MWh/Year |
| <b>Storage</b>  |  |   |   |
| Kind  |  | Self-consumption                          |   |
| <b>Charging strategy</b>                                  |  | <b>Discharging strategy</b>               |   |
| When excess solar power is available                      |  | As soon as power is needed                |   |
| PV Array Characteristics                                  |  |   |   |
| <b>PV module</b>  |  | <b>Inverter</b>                           |   |
| Manufacturer JA solar                                     |  | Manufacturer Deye                         |   |
| Model JAM78-S30-595-MR                                    |  | Model SUN-80K-SG02HP3                     |   |
| (Original PVsyst database) (Custom parameters definition) |  |   |   |
| Unit Nom. Power 595 Wp                                    |  | Unit Nom. Power 80.0 kWac                 |   |
| Number of PV modules 140 units                            |  | Number of inverters 5 * MPPT 17% 0.8 unit |   |
| Nominal (STC) 83.3 kWp                                    |  | Total power 86.7 kWac                     |   |
| Modules 10 string x 14 In series                          |  | Operating voltage 485-850 V               |   |
| <b>At operating cond. (50°C)</b>                          |  | Pnom ratio (DC:AC) 1.25                   |   |
| Pmpp 76.0 kWp   |  | No power sharing between MPPTs            |   |
| U mpp 588 V   |  |   |   |
| I mpp 134 A   |  |   |   |
| <b>Total PV power</b>                                     |  | <b>Total inverter power</b>               |   |
| Nominal (STC) 83 kWp                                      |  | Total power 86.7 kWac                     |   |
| Total 140 modules   |  | Nb. of inverters 1 unit                   |   |
| Module area 391 m²  |  | 0.2 unused                                |   |
|   |  | Pnom ratio 1.25                           |   |
| <b>Battery Storage</b>                                    |  |   |   |
| <b>Battery</b>  |  |   |   |
| Manufacturer Deye   |  |   |   |
| Model BOS-G 12 - 61.44 kWh                                |  |   |   |
| <b>Battery pack</b>                                       |  |   |   |
| Nb. of units 4 in parallel                                |  | <b>Battery Pack Characteristics</b>       |   |
| Discharging min. SOC 20.0 %                               |  | Voltage 614 V                             |   |
| Stored energy 196.6 kWh                                   |  | Nominal Capacity 400 Ah (C10)             |   |
|   |  | Temperature Fixed 20 °C                   |   |
| <b>Battery input charger</b>                              |  |   |   |
| Model Generic   |  |   |   |
| Max. charg. power 75.0 kWdc                               |  |   |   |
| Max./Euro effic. 97.0/95.0 %                              |  |   |   |
| <b>Battery to Grid inverter</b>                           |  |   |   |
| Model Generic   |  |   |   |
| Max. disch. power 80.0 kWac                               |  |   |   |
| Max./Euro effic. 97.0/95.0 %                              |  |   |   |

Рис. 3.6. Вхідні дані СЕС в програмі PVsyst

Відповідно до симуляції бачимо втрати в масиві на рис.3.7.

PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
01/11/25 18:18  
with V7.4.8

Variant: Central Ukrainian National Technical University

| Array losses  |                            |       |                              |       |       |                            |       |       |
|---|----------------------------|-------|------------------------------|-------|-------|----------------------------|-------|-------|
| <b>Thermal Loss factor</b>                              |                            |       | <b>DC wiring losses</b>      |       |       | <b>Module Quality Loss</b> |       |       |
| Module temperature according to irradiance              |                            |       | Global array res.            |       |       | Loss Fraction              |       |       |
| Uc (const)  | 20.0 W/m <sup>2</sup> K    |       | 71 mΩ                        |       |       | -0.8 %                     |       |       |
| Uv (wind)   | 0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s |       | Loss Fraction                |       |       | 1.5 % at STC               |       |       |
| <b>Module mismatch losses</b>                           |                            |       | <b>Strings Mismatch loss</b> |       |       |                            |       |       |
| Loss Fraction   |                            |       | Loss Fraction                |       |       |                            |       |       |
| 2.0 % at MPP  |                            |       | 0.1 %                        |       |       |                            |       |       |
| <b>IAM loss factor</b>                                  |                            |       |                              |       |       |                            |       |       |
| Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526 |                            |       |                              |       |       |                            |       |       |
| 0°  | 30°                        | 50°   | 60°                          | 70°   | 75°   | 80°                        | 85°   | 90°   |
| 1.000   | 0.998                      | 0.981 | 0.948                        | 0.862 | 0.776 | 0.636                      | 0.403 | 0.000 |

Рис.3.7. Енергетичні втрати в масиві в програмі PVsyst

В розрахунках враховуються втрати від температури модуля залежно від опромінення.

$$U = U_c + U_v$$

$U$  – «коефіцієнт тепловтрат», виражений у [Вт/м<sup>2</sup>·к].

$U_c$  – постійний коефіцієнт

$U_v$  - коефіцієнт тепловтрат пропорційний швидкості вітру

Відповідно до рис.3.7 втрати напруги в масиві PV-панелей через:

- 1) Втрати в проводці постійного струму – 1,5%.
  - 2) Втрати якості модуля – -0,8%.
  - 3) Втрати через невідповідність стрінгів – 0,1%.
  - 4) Втрати через невідповідність модулів – 2,0% при MPP.
  - 5) Втрати від кута падіння сонячних променів, наведені в таблиці.
- Виведемо основні результати симуляції гібридної СЕС – рис.3.8.:

PVsyst V7.4.8  
 VCO, Simulation date:  
 01/11/25 18:18  
 with V7.4.8

Variant: Central Ukrainian National Technical University

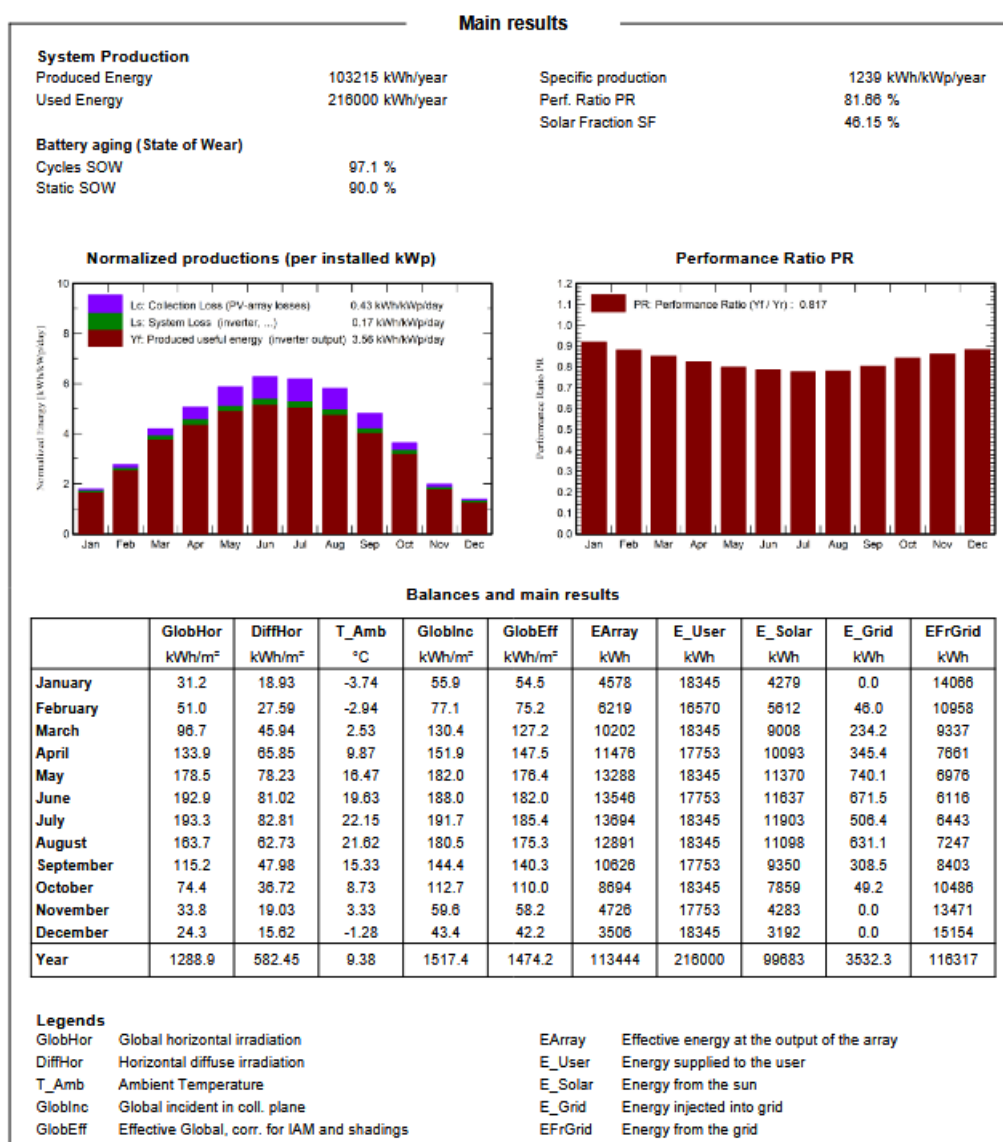


Рис. 3.8. Основні результати моделювання ФЕС в програмі PVsyst

Головним показником СЕС є виробіток енергії. Як видно з рис. 3.8. річна генерація СЕС складає **103215** кВт·год. Що значно відрізняється від розрахунку в PVgis - **91521,54** кВт·год. Різниця складає 11% від розрахованої в PVsyst.

На рис. 3.8. зображено 2 діаграми:

- 1) Normalized productions на якій зображено помісячна генерація де  $Y_f$  - корисна енергія системи;

$L_c$  - це втрати масиву, включаючи тепло, проводку, якість модулів, невідповідність і втрати IAM, затінення, бруд, MPP, втрати регулювання, а також всі інші неефективності;

$L_s$  - втрати системи, включають втрати в інверторі в системах, підключених до мережі, або неефективність батареї в автономних.

2) Performance Ratio (PR) - Коефіцієнт продуктивності (PR).

Це глобальний ККД системи - це відношення ефективно виробленої (використаної) енергії до енергії, яка була б вироблена, якби система безперервно працювала з номінальною ефективністю.

У першому варіанті присутні акумуляторні батареї. І на рис. 3.8 зображено знос та старіння батарей. Cycles SOW – 97,1% (старіння від циклів) Static SOW – 90,0% (неминучий процес старіння, який відбувається незалежно від того, чи використовується батарея).

Під час моделювання, для кожного кроку часу статичний стан старіння зменшується як функція фактичної температури акумулятора, визначеної користувачем для моделювання. Це зберігається у змінній моделювання SOWStat (SOW розшифровується як "State Of Wear" - стан зносу). Динамічний стан старіння точно оцінюється як функція струму розряду та глибини розряду протягом цієї години. Він зберігається у змінній SOWCycl. Кінцевий стан SOW є мінімальним з обох станів. Обидва початкові стани зносу можуть бути вказані на початку моделювання, що дозволяє поєднати реальний стан протягом кількох років моделювання. Значення зміни SOW протягом року визначає термін служби акумулятора, який може бути використаний в економічній оцінці витрат на заміну. Якщо під час моделювання один із цих станів SOW досягає нуля, акумулятор слід замінити, і обидва SOW скидаються до 100%.

Всі основні результуючі дані протягом року зведені в таблиці (див. рис.3.8) на якій вказано помісячно: сонячну інсоляцію, середню температуру навколишнього середовища, споживання, генерація сонця, генерація в мережу та добір від мережі.

Оскільки у нас СЕС на власне споживання то вона не буде віддавати в мережу, а отже ця енергія втрачається. За допомогою спеціального лічильника для запобігання видачі в мережу потужність буде обмежуватись.

Розглянемо загальну діаграму втрат в системі (рис. 3.9.)

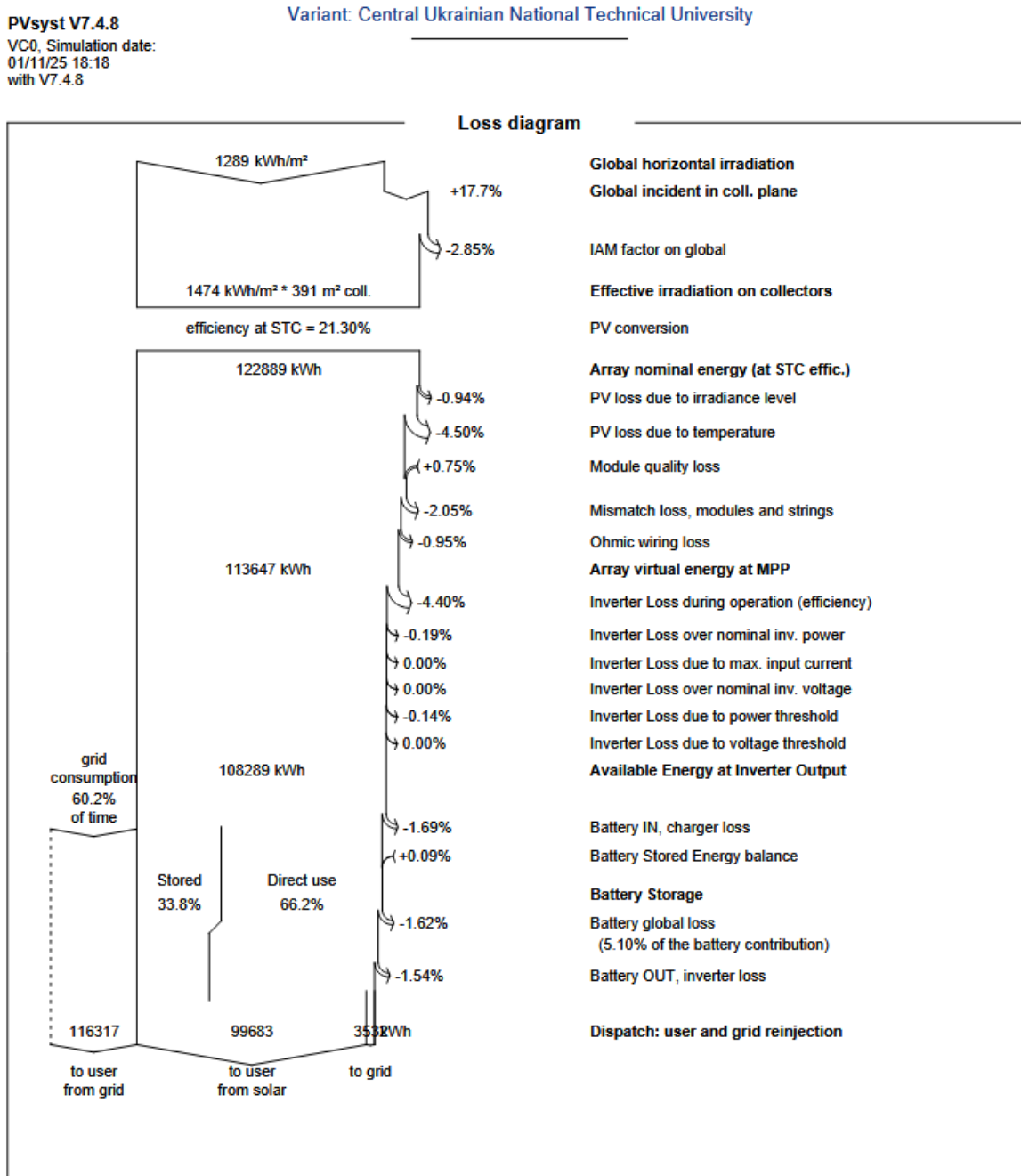


Рис. 3.9. Діаграма втрат в системі в програмі PVsyst

На діаграмі зображено всі види втрат енергії. Втрати від всіх елементів системи: сонячні панелі, інвертор та акумуляторні батареї.

Згідно з діаграми найбільші втрати в системі через температуру навколишнього середовища (нагрів комірок) – -4,50% та через втрати перетворення в інверторі (ефективність інвертора) – -4,40%.

На рис.3.10. зображено діаграми які відносяться до діаграми Normalized productions (рис. 3.8.). Відмінність лише в тому, що на першій діаграмі загальна сонячна енергія. А на другій діаграмі корисна енергія у відсотковому співвідношенні з урахуванням втрат.

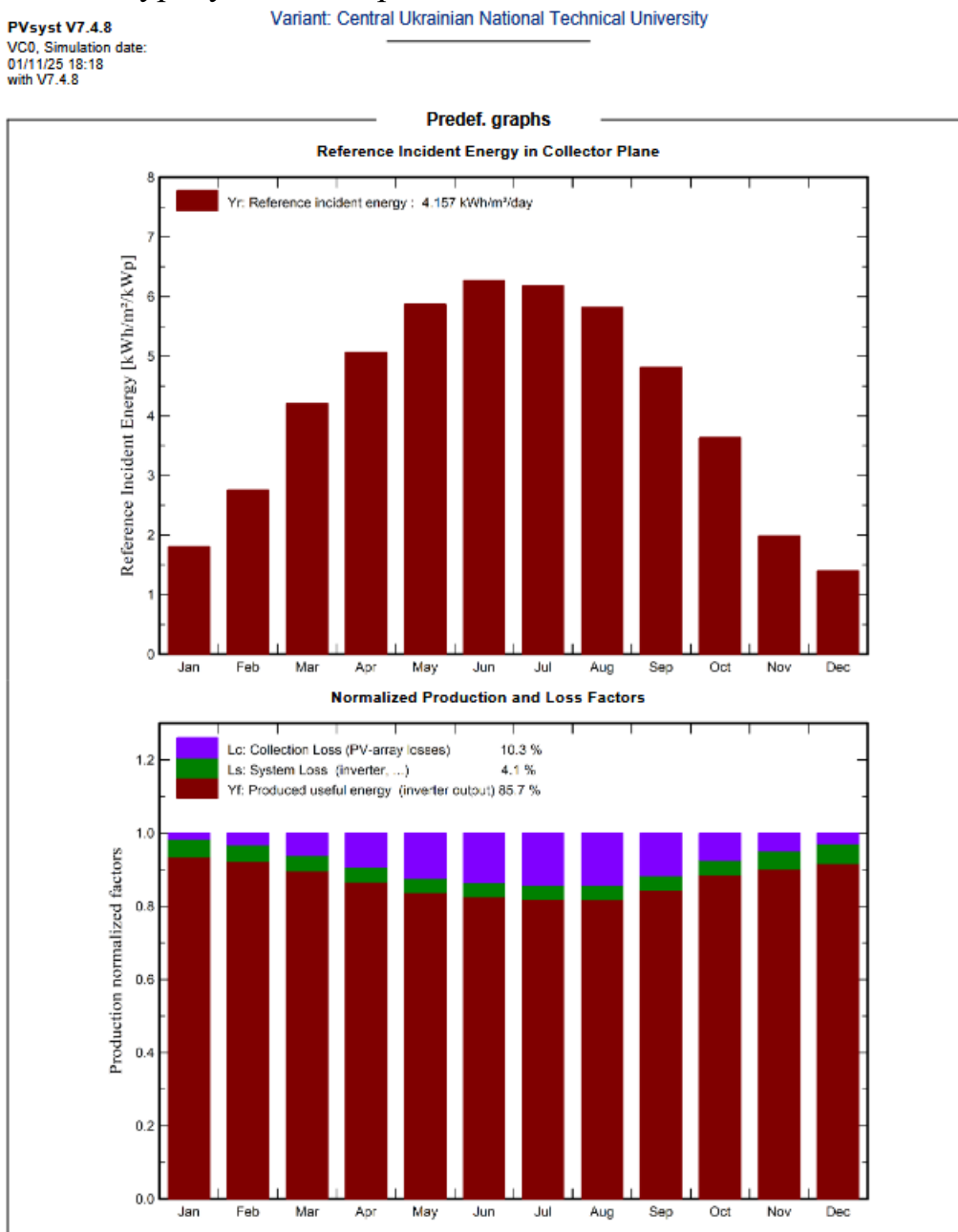


Рис.3.10. Попередньо визначені графіки в програмі PVsyst

На рис.3.11. зображено залежність сонячного випромінювання від отриманої енергії у фотомодулях протягом року

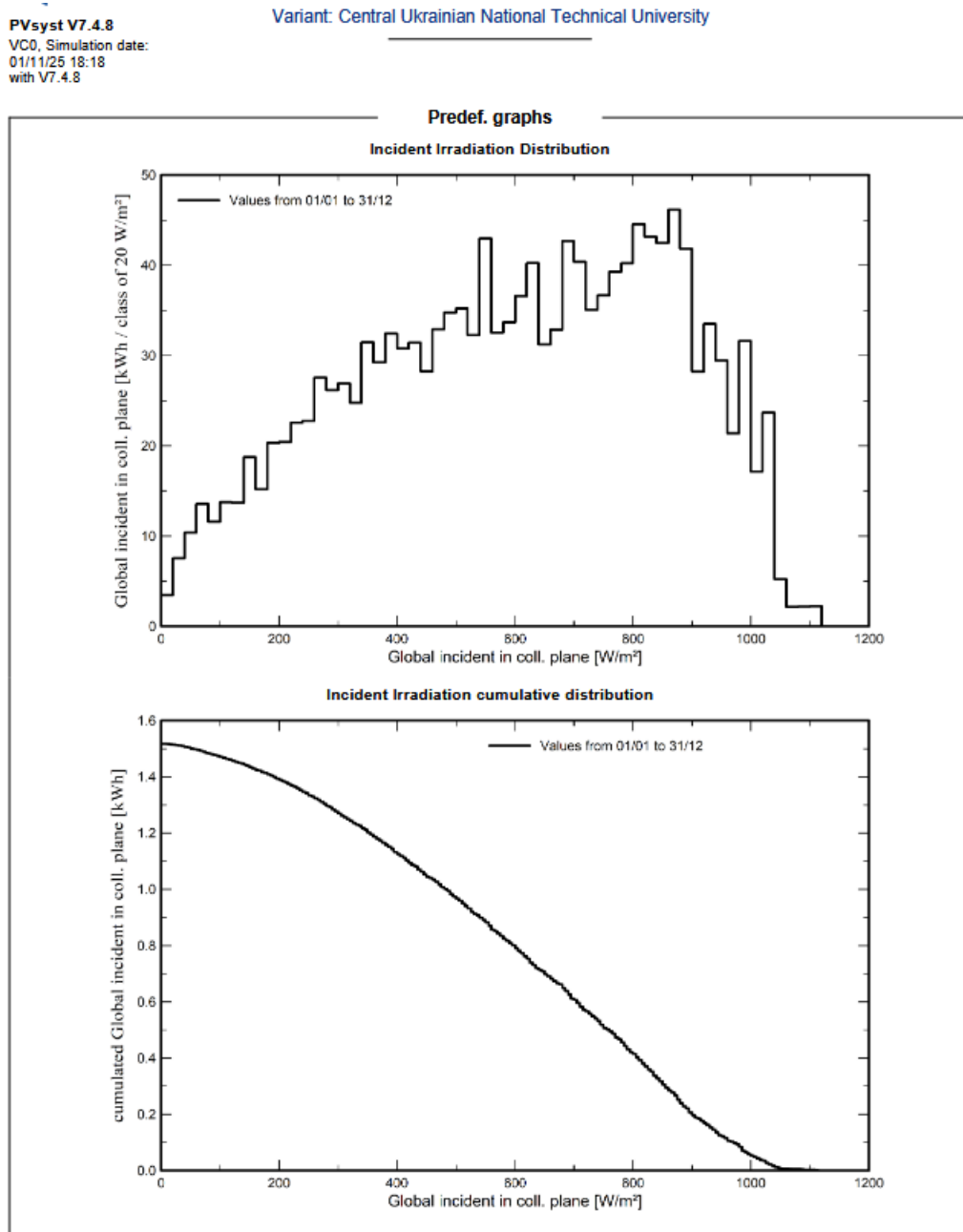


Рис. 3.11. Графіки сонячної інсоляції в програмі PVsyst.

На першому графіку зображена гістограма, висота показує к-ть виробленої енергії протягом року при певному сонячному випромінюванні. На другому графіку зображено кумулятивний графік. У кумулятивному розподілі інтенсивності сонячного випромінювання кожна градація містить сумарну

енергетичну складову всіх випадків опромінення, що перевищують розглянутий пороговий рівень інсоляції. Іншими словами, згідно з представленою діаграмою кумулятивного розподілу (рис. 3.11.), при досягненні рівня сонячної іррадіації  $600 \text{ Вт/м}^2$  та вище, сумарна енергія, що надходить на поверхню фотоелектричних модулів протягом розрахункового періоду, становить приблизно 50% від загальної річної інсоляції.

На рис.3.12. показано температуру комірки (всього фотомодуля) в залежності від сонячного опромінення. Чим більше сонячне опромінення тим більше температура.

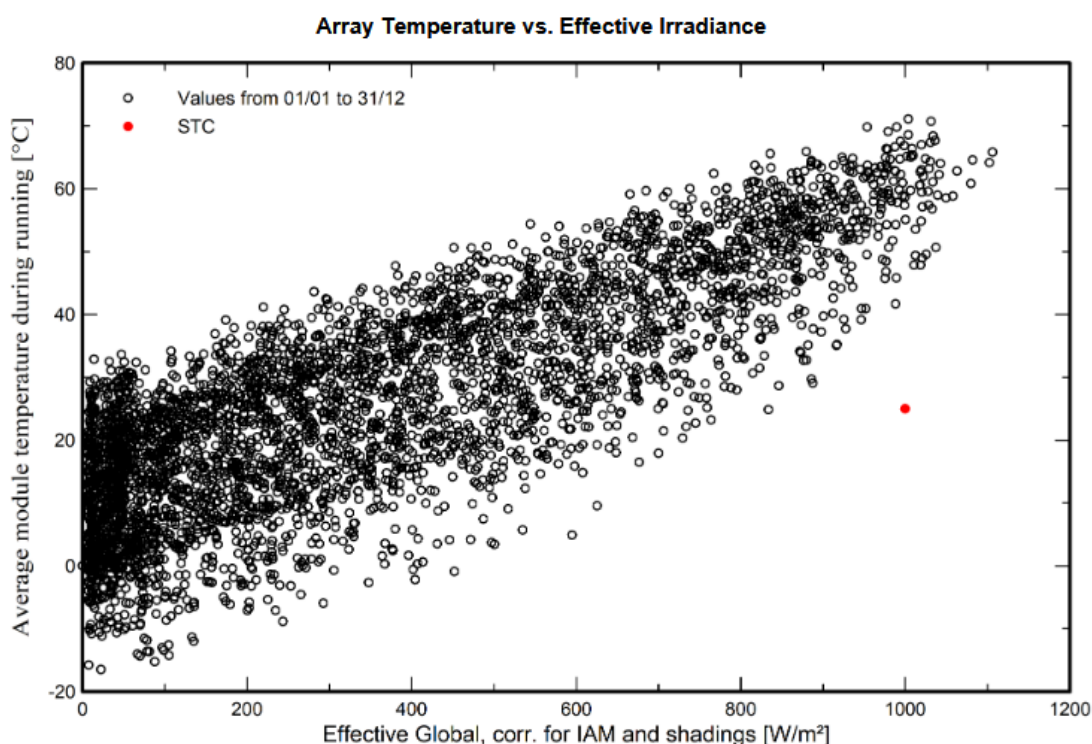


Рис.3.12. Графік залежності температура PV-модуля до ефективного опромінення в програмі PVsyst

На діаграмі вхідних/вихідних даних (рис. 3.13.) зображено залежність виробленої енергії по сонячному опроміненню.

За необхідністю для більш детального аналізу, окрім таблиці та діаграми (рис 3.8), є добовий графік генерації протягом року (рис. 3.14.).

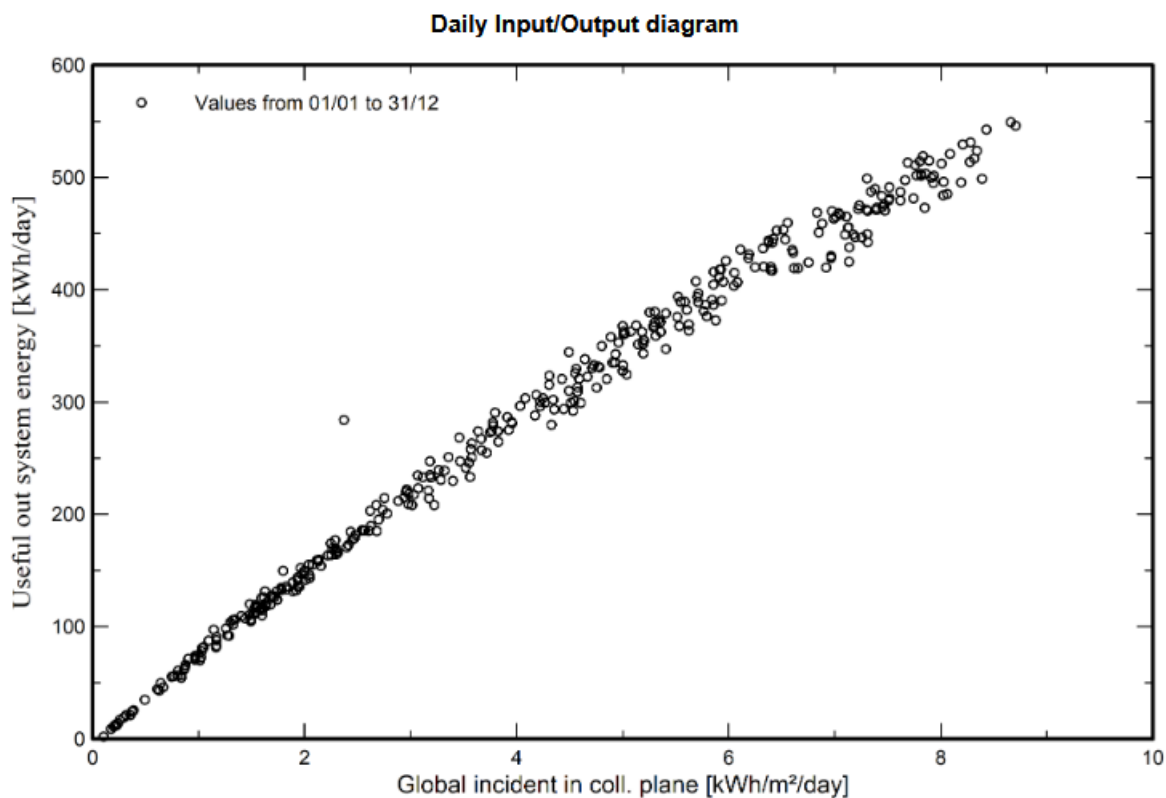


Рис.3.13. Діаграма щоденних вхідних/вихідних даних в програмі PVsyst

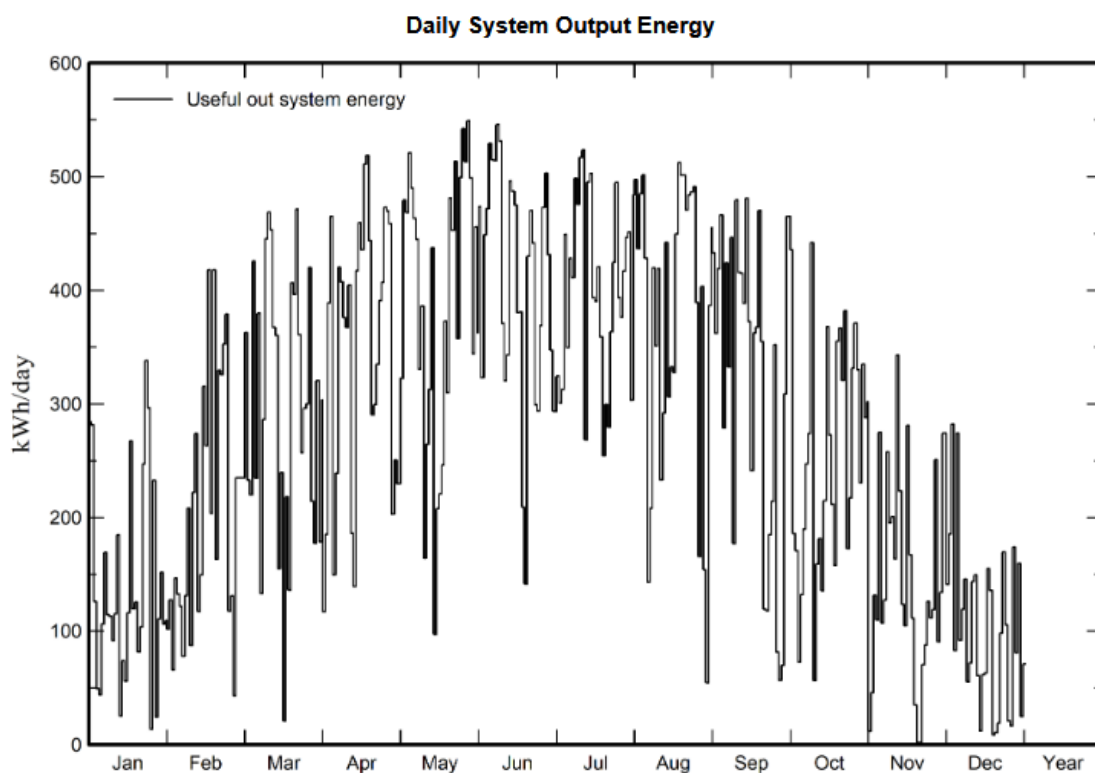


Рис.3.14. Добовий графік генерації СЕС в програмі PVsyst.

На рис.3.15. зображено напругу масиву (2 стрінгів) на 1 МРРТ. Як видно з графіку частіше всього масив працював при напрузі 590 В. А максимальна напруга стрінгу 840 В ніколи не досягала.

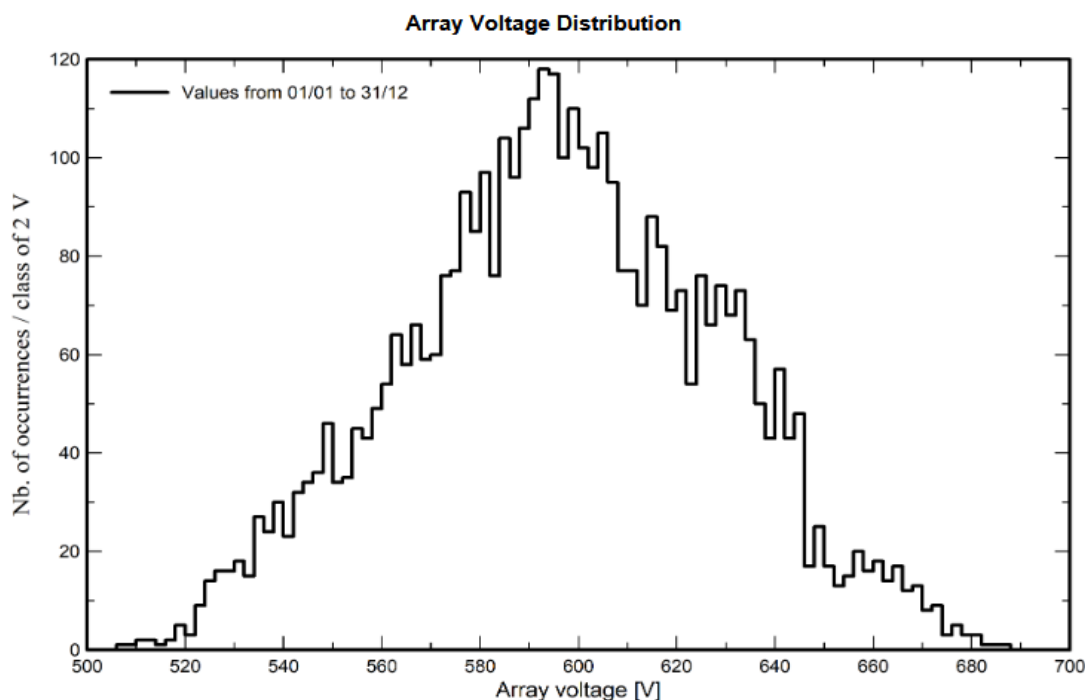


Рис.3.15. Розподіл напруги масиву в програмі PVsyst

Гістограма демонструє розподіл частоти виникнення різних температурних режимів роботи фотоелектричного масиву протягом календарного року (рис. 3.16.).

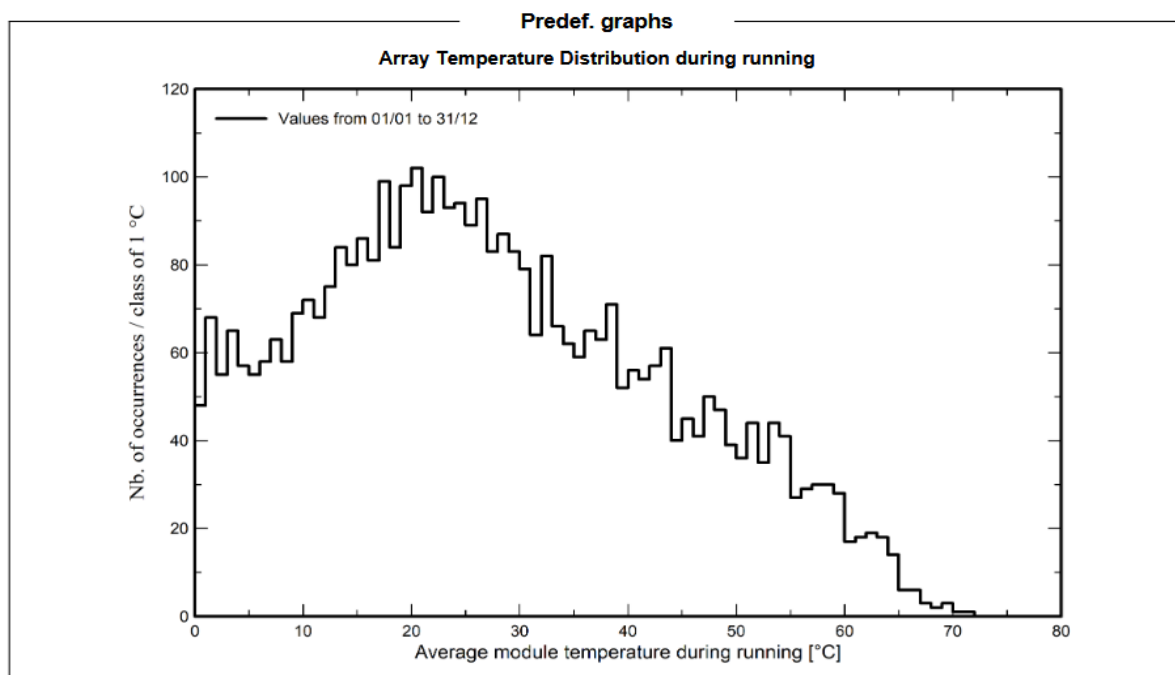


Рис.3.16. Графік середньої температури модуля в програмі PVsyst

По горизонтальній осі відкладена середня температура модулів під час роботи в градусах Цельсія ( $^{\circ}\text{C}$ ), по вертикальній – кількість випадків (подій) з відповідною температурою, виражена в класах температурних інтервалів по  $1^{\circ}\text{C}$ .

Пікова кількість випадків (близько 100-105 подій) спостерігається при температурі модулів приблизно  $22-24^{\circ}\text{C}$ . Це означає, що найчастіше протягом року фотоелектричні панелі працюють саме в цьому температурному діапазоні, який є близьким до стандартних тестових умов (STC, де  $T = 25^{\circ}\text{C}$ ).

Оцінка P50 - P90 (рис.3.17.) – це ймовірнісний підхід до інтерпретації результатів моделювання протягом кількох років.

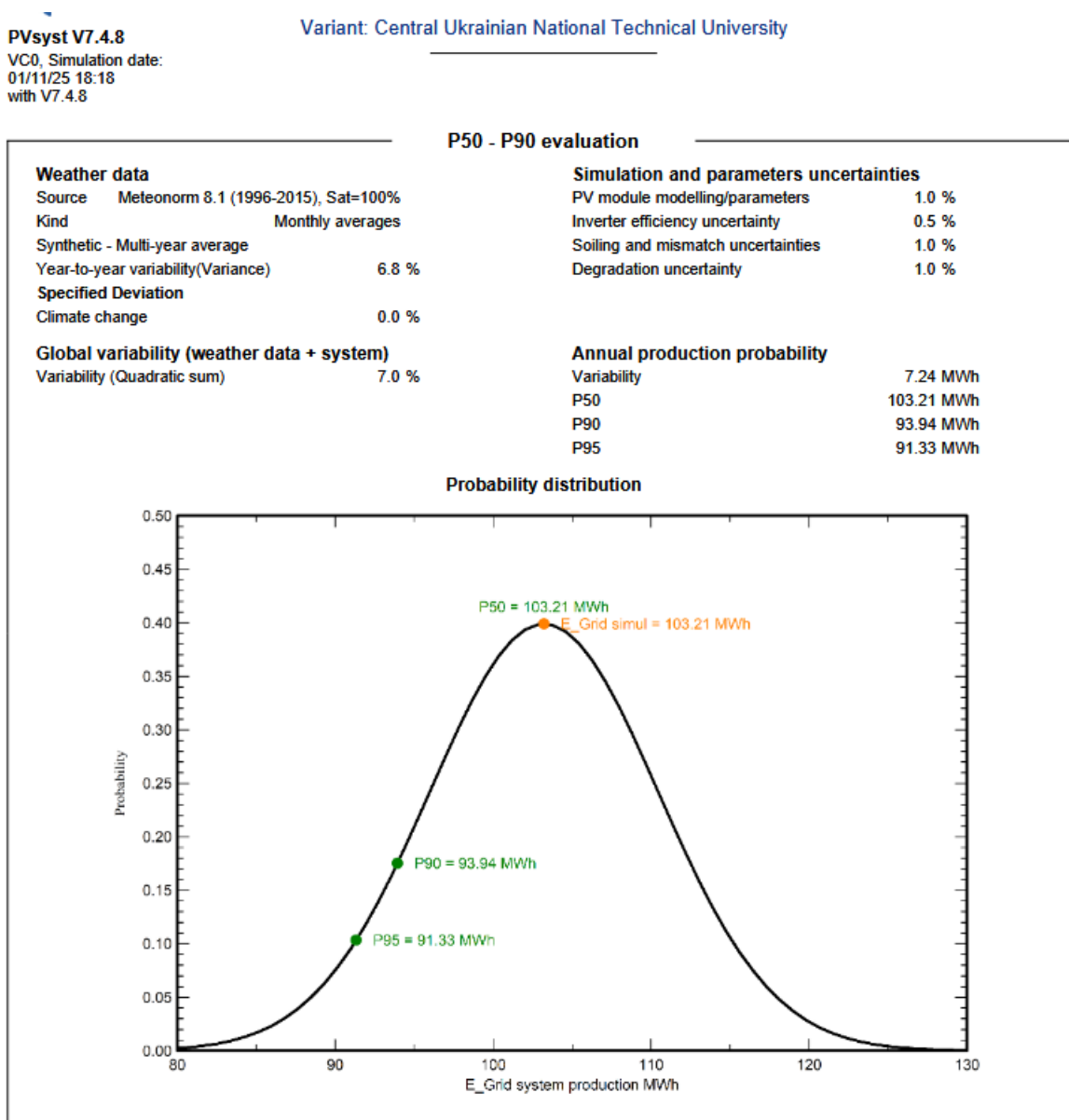


Рис. 3.17. Оцінка P50 - P90 в програмі PVsyst

Цей підхід передбачає, що протягом кількох років експлуатації розподіл річної генерації буде відповідати статистичному закону, який вважається гаусовим (або "нормальним") розподілом.

P50/P90 представляють різні рівні генерації, для яких ймовірність того, що виробництво в певному році перевищує це значення, становить 50% - **103,21** МВт·год, відповідно 90% - **93,94** МВт·год.

Відповідно до обраної системи складемо схему по стороні фотомодулів (рис. 3.18.).

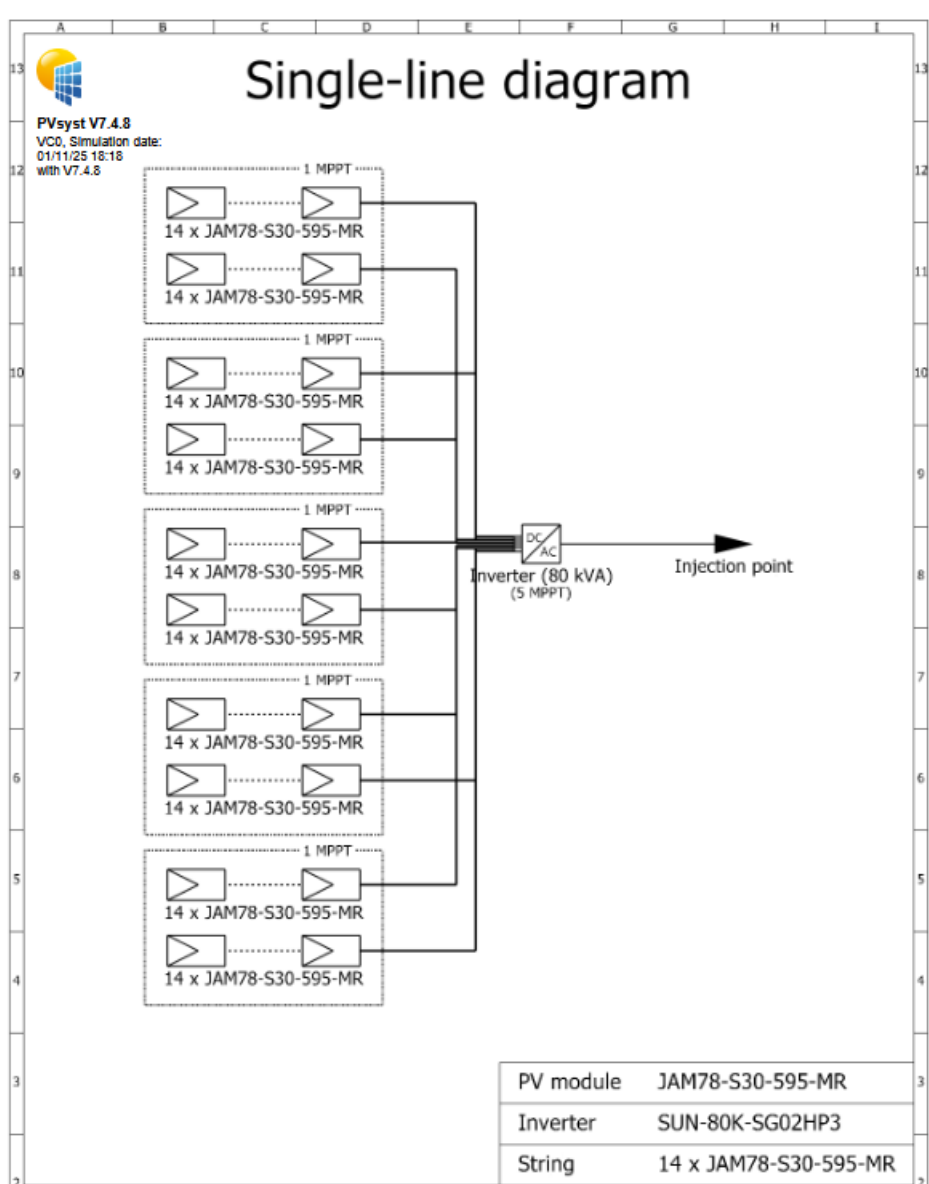


Рис.3.18. Схема гібридної СЕС по стороні PV в програмі PVsyst

### 3.3 Схема та принцип роботи мережевої ФЕС з сумісністю ДЕС

Ця комбінована система передбачає більшу потужність по фотомодулям. За наявності вільної земельної ділянки максимальна потужність ФЕС складає 214,0 кВт.

Принципова відмінність даної конфігурації від першого варіанту полягає у відсутності акумуляторної системи накопичення енергії, що значно зменшує початкові інвестиційні вкладення, але змінює логіку роботи системи резервування.

У даному випадку мережева ФЕС виконує роль додаткового генеруючого джерела, основне призначення якого – мінімізація споживання електроенергії з централізованої мережі та зниження експлуатаційних витрат для всього хірургічного корпусу.

Але не слід забувати про особливу групу першої категорії. Мережеві інвертори фотоелектричних станцій припиняють генерацію при зникненні напруги у зовнішній мережі. Це захисна функція, що запобігає появі небезпечної напруги на лініях під час ремонтних робіт. Тому для гарантованого живлення резервування для всієї I категорії (ВРПа) приймається дизель-генератор, обраний в другому розділі.

Дана фотоелектрична система орієнтована виключно на покриття власних потреб об'єкта з технологічним обмеженням передачі надлишків електроенергії у зовнішню мережу. Схеми підключення додаткового лічильника, що блокує реверсний потік енергії, аналогічні до схем гібридного інвертора, які наведені на рис. 3.2, рис. 3.3.

Схема електропостачання хірургічного корпусу наведено на схемі рис.3.19.

На представленій схемі, окрім наявних компонентів електропостачання, інтегровані дизель-генераторна станція для першої категорії (ВРПа), мережева PV-система та додатковий АВР на 350А. Як показує схема, від трансформаторної

підстанції прокладені дві незалежні кабельні лінії електропередачі – основна та резервна.

Особливість даної топології полягає у тому, що при комутації основної лінії на резервну за допомогою додаткового АВР, мережевий інвертор PV-системи зберігає працездатність без переривання генерації. Це забезпечується тим, що інвертор отримує опорну напругу від будь-якої активної лінії (основної або резервної), що дозволяє підтримувати синхронізацію з мережею.

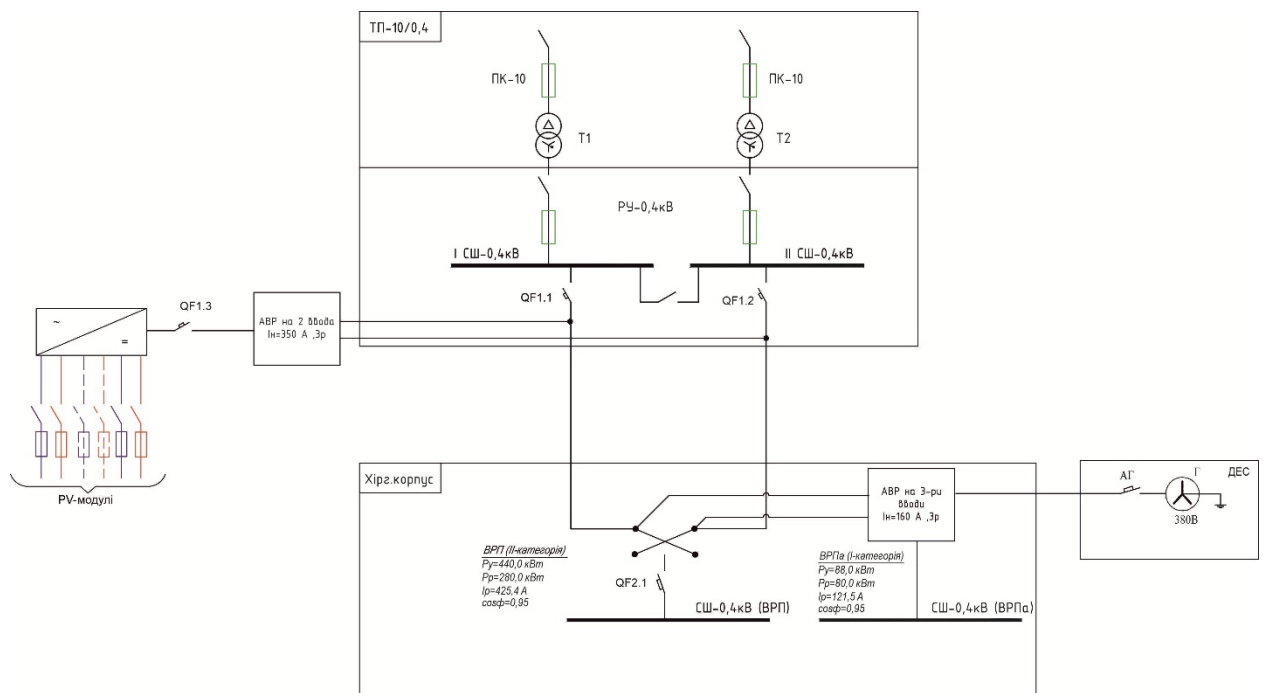


Рис.3.19. Принципова схема електропостачання хірургічного корпусу

### 3.4 Моделювання мережевої СЕС

Аналогічно до гібридної СЕС в у програмному середовищі PVsyst здійснюється детальний облік геометричних параметрів установки – зокрема, кутів нахилу, орієнтації (азимуту) та ступеня затінення фотоелектричних модулів. Для цього використовується додаткове програмне забезпечення SketchUp, яке дозволяє створювати 3D-модель об'єкта із урахуванням реальної конфігурації даху, розташування будівель, дерев, опор чи інших потенційних джерел тіні. Розташування сонячних панелей на земельній ділянці зображено на рис. 3.20.

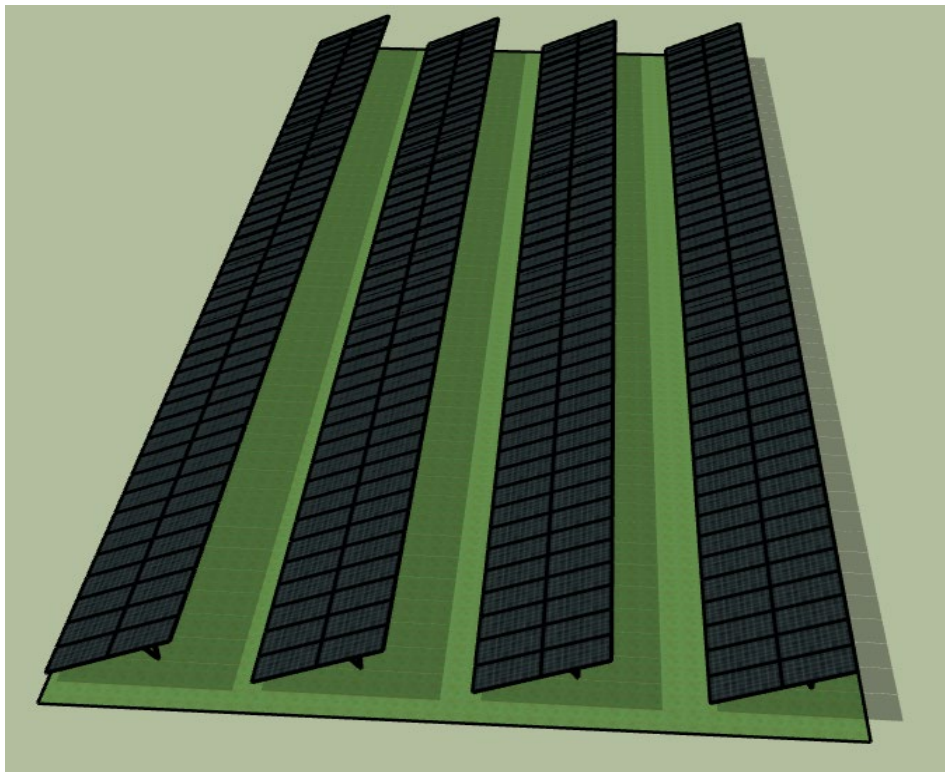


Рис.3.20. Розташування сонячних панелей на земельній ділянці біля хірургічного корпусу в програмі SketchUP

Вхідні дані для симуляції беремо відповідно до розрахунку в другому розділі – рис.3.21.

| General parameters           |           |   |  |
|------------------------------|-----------|---|--|
| <b>Grid-Connected System</b> |           | <b>No 3D scene defined, no shadings</b> |  |
| <b>PV Field Orientation</b>  |           |   |  |
| <b>Orientation</b>           |           | <b>Sheds configuration</b>              |  |
| Fixed plane                  |           | No 3D scene defined                     |  |
| Tilt/Azimuth                 | 30 / 12 ° | <b>Models used</b>                      |  |
| <b>Horizon</b>               |           | Transposition Perez                     |  |
| Free Horizon                 |           | Diffuse Perez, Meteororm separate       |  |
|                              |           | Circumsolar                             |  |
|                              |           | <b>User's needs</b>                     |  |
|                              |           | Fixed constant load                     |  |
|                              |           | 111 kW                                  |  |
|                              |           | Global                                  |  |
|                              |           | 972 MWh/Year                            |  |

| PV Array Characteristics         |                          |                                |                        |
|----------------------------------|--------------------------|--------------------------------|------------------------|
| <b>PV module</b>                 |                          | <b>Inverter</b>                |                        |
| Manufacturer                     | JA solar                 | Manufacturer                   | Ginlong Technologies   |
| Model                            | JAM78-S30-595-MR         | Model                          | Solis_215K_EHV_5G_PLUS |
| (Original PVsyst database)       |                          | (Original PVsyst database)     |                        |
| Unit Nom. Power                  | 595 Wp                   | Unit Nom. Power                | 215 kWac               |
| Number of PV modules             | 360 units                | Number of inverters            | 9 * MPPT 11% 1 unit    |
| Nominal (STC)                    | 214 kWp                  | Total power                    | 215 kWac               |
| Modules                          | 18 string x 20 In series | Operating voltage              | 480-1500 V             |
| <b>At operating cond. (50°C)</b> |                          | Pnom ratio (DC:AC)             | 1.00                   |
| Pmpp                             | 196 kWp                  | No power sharing between MPPTs |                        |
| U mpp                            | 811 V                    | <b>Total inverter power</b>    |                        |
| I mpp                            | 241 A                    | Total power                    | 215 kWac               |
| <b>Total PV power</b>            |                          | Number of inverters            | 1 unit                 |
| Nominal (STC)                    | 214 kWp                  | Pnom ratio                     | 1.00                   |
| Total                            | 360 modules              |                                |                        |
| Module area                      | 1006 m <sup>2</sup>      |                                |                        |

Рис. 3.21. Вхідні дані СЕС в програмі PVsyst

На рис.3.22. наведені основні результати симуляції мережевої СЕС.

Як видно з рис.3.22. річний виробіток енергії даної ФЕС складає **283910** кВт·год (річна генерація в PVgis - **248692,07** кВт·год). При річному споживанні **972001** кВт·год. Тобто запроєктована ФЕС покриває **25,6%** від загальних потреб хірургічного корпусу.

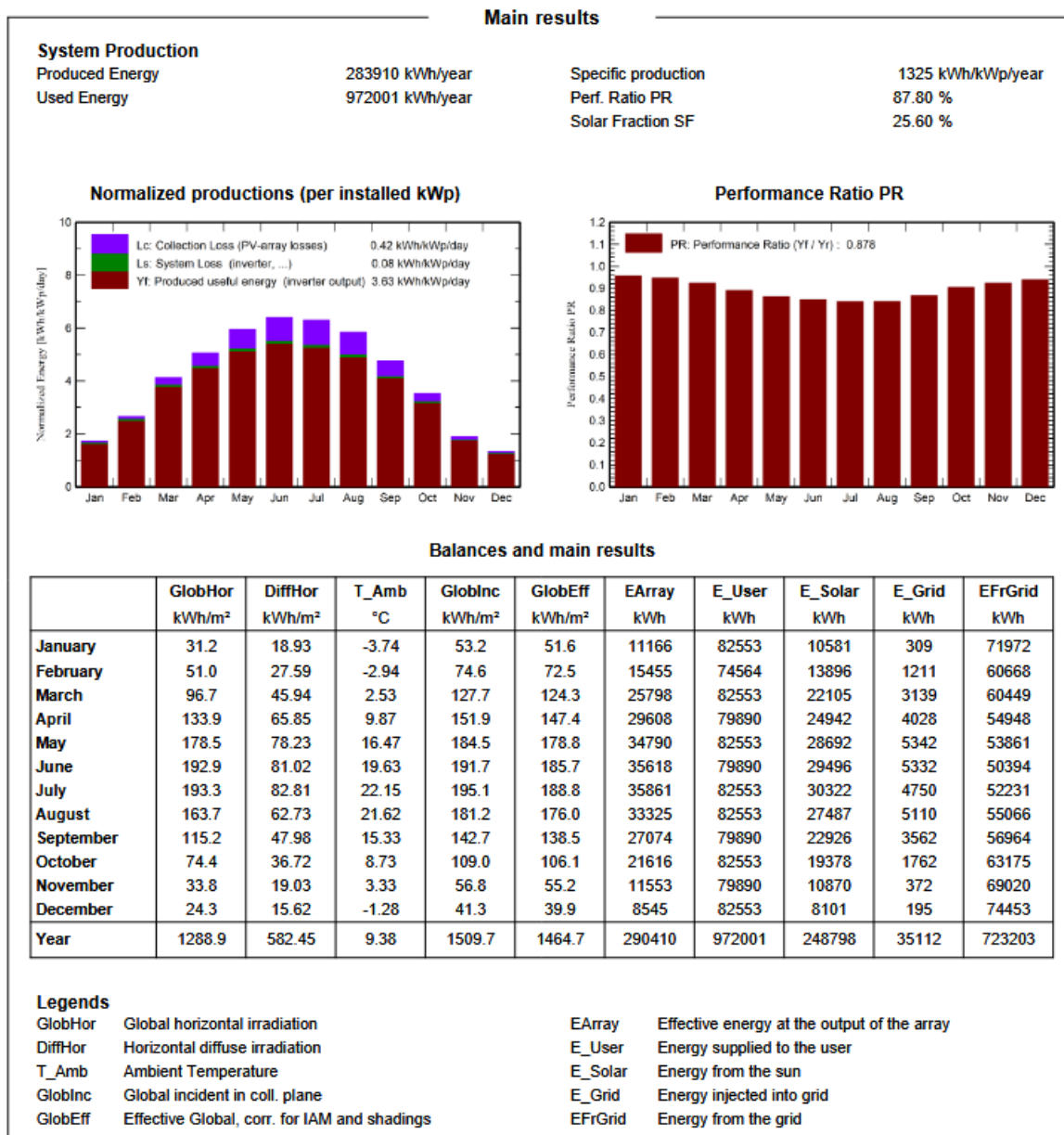


Рис. 3.22. Основні результати моделювання мережевої ФЕС в програмі PVsyst

На рис. 3.22. зображено 2 діаграми:

1) Діаграма Normalized Productions (Нормалізована продукція) показує: Фіолетові стовпчики - Lc: Collection Loss (втрати фотомасиву) - втрати в самих панелях через температуру, забруднення, неузгодженість.

Зелені стовпчики - Ls: System Loss (системні втрати) - втрати в інверторі, кабелях, трансформаторах;

Червоні стовпчики - Yf: Produced useful energy (корисна вироблена енергія) - фактична енергія на виході інвертора.

Як видно з діаграми найвища інсоляція червень-липень, мінімальна грудень – січень. Найбільші втрати влітку через високу температуру панелей.

2) Діаграма Performance Ratio PR (Коефіцієнт продуктивності) показує місячний PR: середня річна продуктивність станції (PR): 0.878 (87.8%)

Усі основні підсумкові результати моделювання за річний період зведено у узагальнену таблицю (див. 3.22), де подано помісячні показники основних параметрів роботи комбінованої енергосистеми.

Таблиця містить 10 параметрів по місяцях:

1. GlobHor (kWh/m<sup>2</sup>) - Глобальна горизонтальна іррадіація:

Річний показник: **1288.9** кВт·год/м<sup>2</sup>

Макимум: травень (178.5), мінімум: грудень (24.3)

2. DiffHor (kWh/m<sup>2</sup>) - Дифузна горизонтальна іррадіація:

Річний показник: **582.45** кВт·год/м<sup>2</sup>

Високий відсоток (~45%) вказує на хмарність клімату

3. T\_Amb (°C) - Середня температура навколишнього середовища:

Від -3.74°C (січень) до 22.15°C (липень)

Середня температура за рік: **9.38**°C

4. GlobInc (kWh/m<sup>2</sup>) - Глобальна іррадіація в площині масиву:

Річний показник: **1509.7** кВт·год/м<sup>2</sup>

Більше, ніж горизонтальна, завдяки оптимальному куту нахилу панелей

5. GlobEff (kWh/m<sup>2</sup>) - Ефективна глобальна іррадіація (з урахуванням IAM та затінь):

Річний показник: **1464.7** кВт·год/м<sup>2</sup>

Втрати ~3% від GlobInc

6. EArray (kWh) - Енергія на виході масиву панелей (DC):

Річний показник: **290,410** кВт·год (ще до інвертора)

7. E\_User (kWh) - Енергія, спожита користувачем:

Річний показник: **972,001** кВт·год

Повне споживання об'єкта

8. E\_Solar (kWh) - Енергія від сонця, використана об'єктом:

Річний показник: **248,798** кВт·год

Це **25.6%** від загального споживання

9. E\_Grid (kWh) - Енергія, яка віддається в мережу:

Річний показник: **35,112** кВт·год

Це надлишок, який не використовується об'єктом

Малий показник означає що майже вся вироблена енергія споживається на місці.

10. E<sub>ff</sub>Grid (kWh) - Енергія, яка добирається з мережі:

Річний показник: **723,203** кВт·год

Розглянемо загальну діаграму втрат в системі (рис. 3.23.)

Ця діаграма показує каскад енергетичних втрат від початкової сонячної іррадіації до фінального споживання.

Як видно з діаграми (рис. 3.23.) енергія від сонця за рахунок інсоляції та площі панелей складає:  $1465 \text{ кВт·год/м}^2 \cdot 1006 \text{ м}^2 = \mathbf{1473990}$  кВт·год – це теоретична енергія. При ККД PV-панелей в 21,3% маємо **313954** кВт·год.

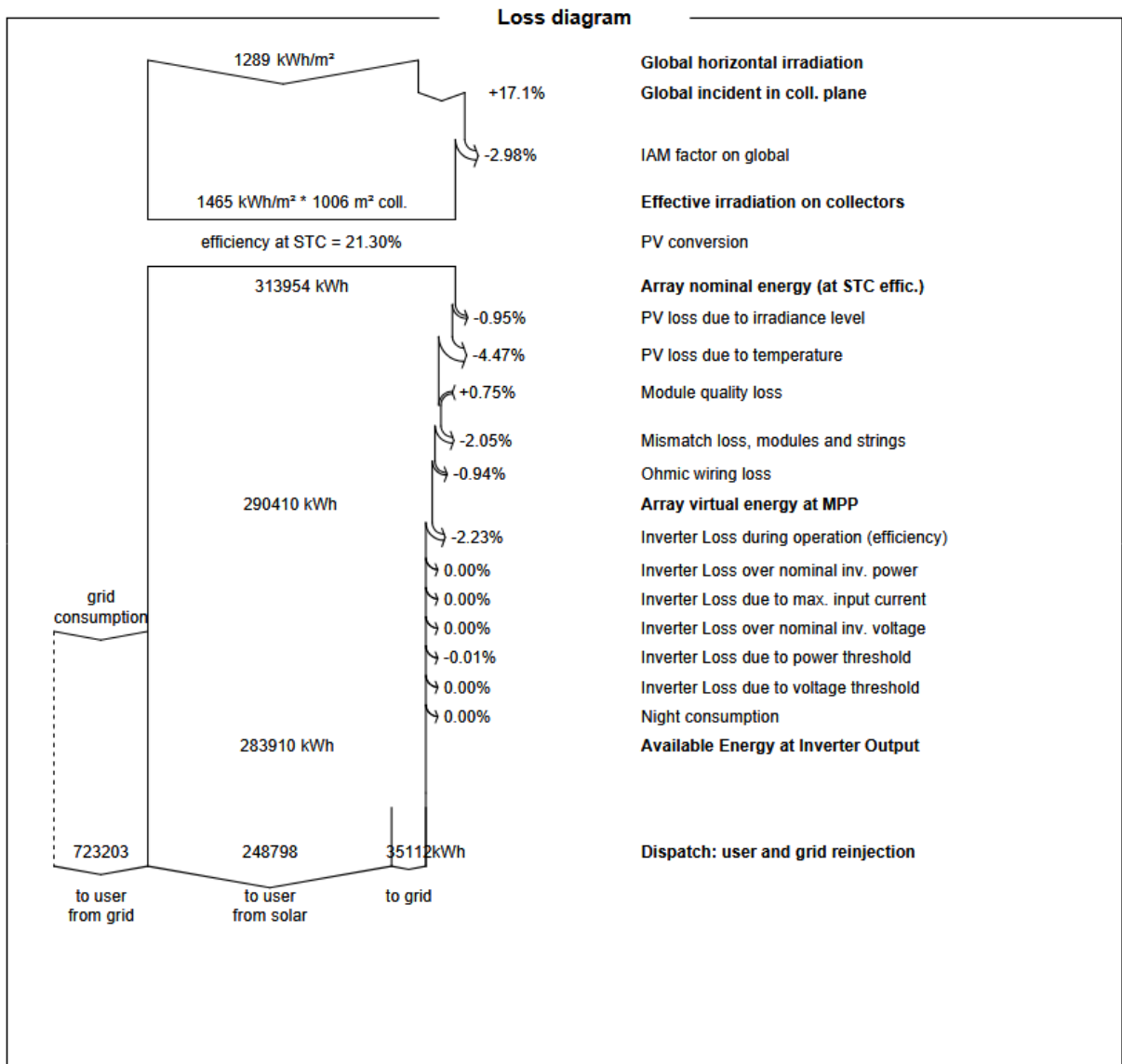


Рис. 3.23. Діаграма втрат PV-системи в програмі PVsyst

Проаналізуємо найбільші втрати:

- 1) Втрати через нагрів комірок у фотомодулів: -4.47%.
- 2) Втрати через рівень іррадіації: -0.95%.
- 3) Втрати перетворення в інверторі (ефективність інвертора): -2.23%.
- 4) Неузгодженість модулів і стрінгів: -2.05%.
- 5) Втрати через непрямий кут падіння світла (IAM фактор): -2.98%.
- 6) Втрати в кабелях між панелями та інвертором: -0.94%.
- 7) Якість PV-модулів: +0.75%.

На графіках (рис.3.24) зображено розподіл глобальної інсоляції на площину модулів.

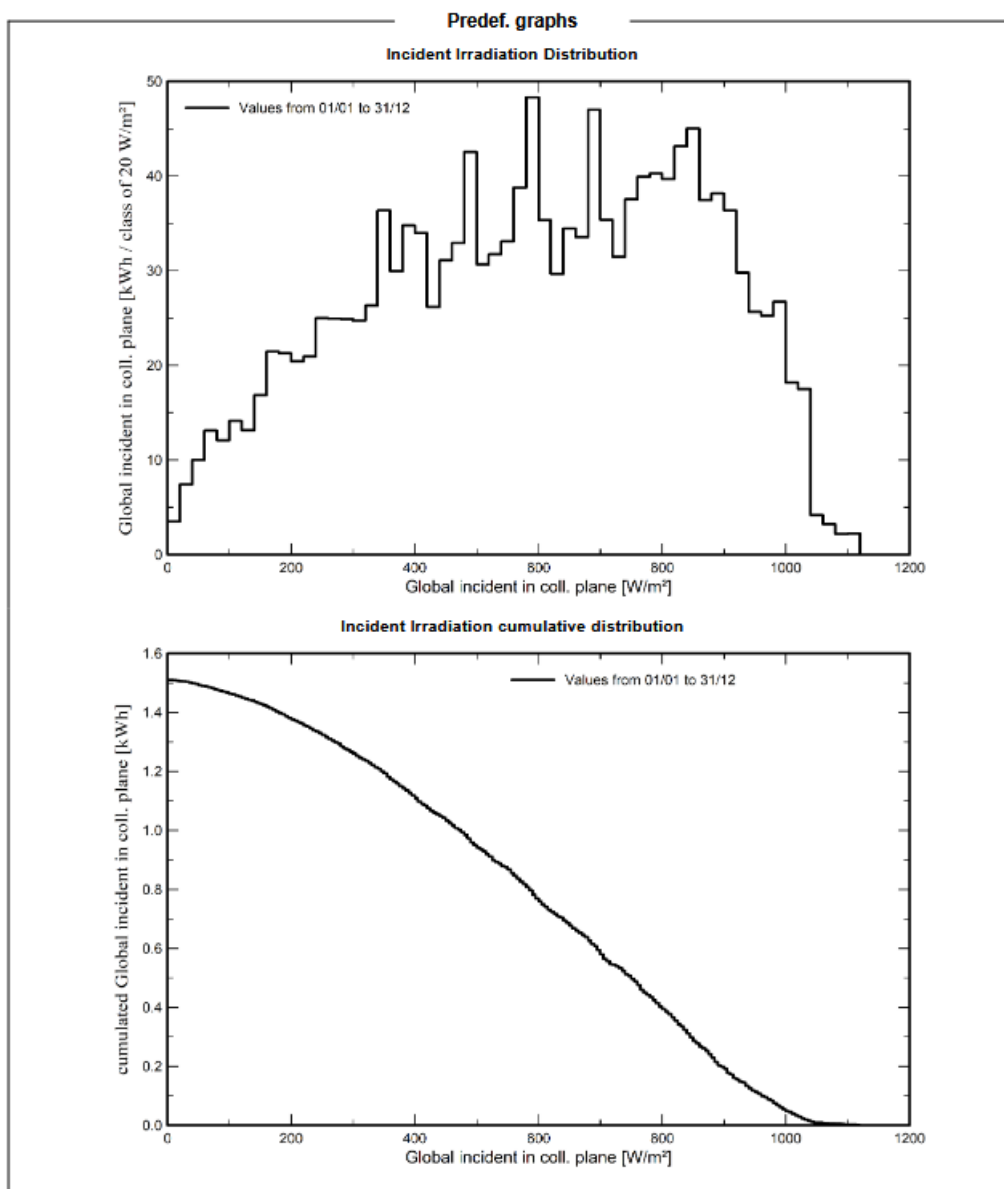


Рис. 3.24. Гістограма та кумулятивний графік сонячної інсоляції в програмі PVsyst.

Горизонтальна вісь — показує рівень сонячного випромінювання, який падає на площину сонячних модулів,  $\text{Вт}/\text{м}^2$ . Вертикальна вісь - показує кількість енергії (кВт·год), протягом яких інтенсивність випромінювання потрапляла в певний діапазон. Іншими словами, це частотний розподіл інтенсивності опромінення — скільки часу протягом року сонячна радіація мала певний

виробіток. Найбільша кількість годин роботи станції припадає на діапазон 600–900 Вт/м<sup>2</sup>. Значення нижче 100 Вт/м<sup>2</sup> відповідають ранковим сутінкам, хмарним умовам або зимовому періоду. Практично відсутні значення вище 1100 Вт/м<sup>2</sup>, що підтверджує, що інтенсивність сонячного випромінювання рідко перевищує стандартні 1000 Вт/м<sup>2</sup> (умови STC).

На рис.3.25. показано графік залежності температури фотоелектричних модулів від сонячної інсоляції.

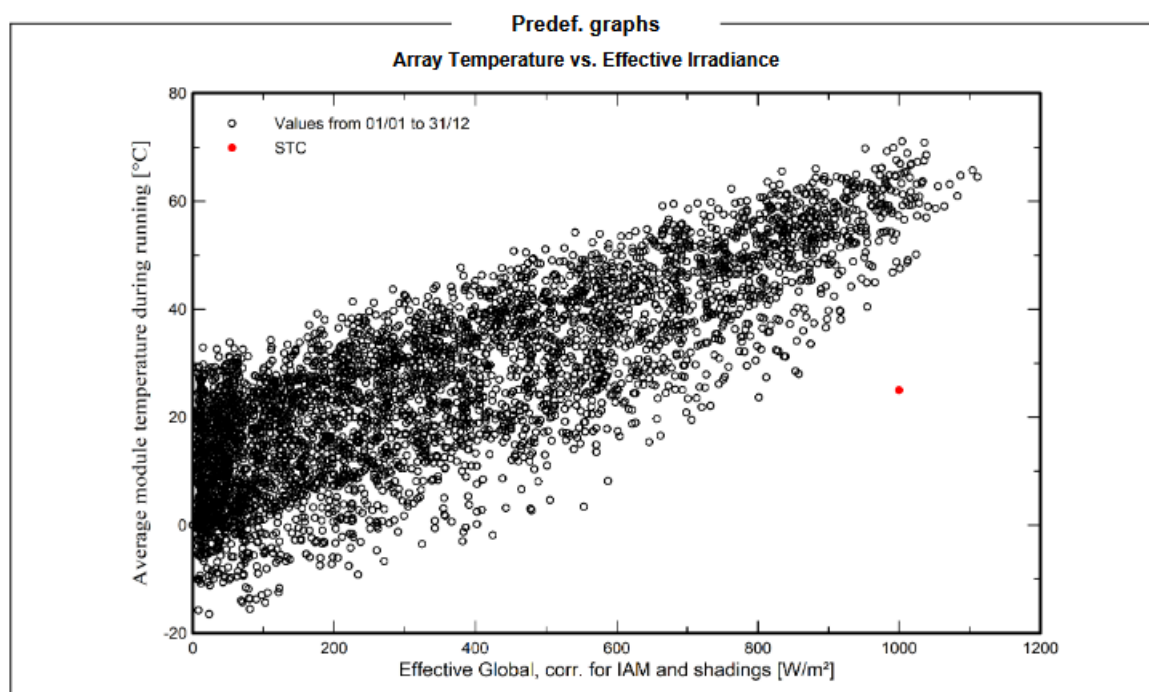


Рис.3.25. Графік залежності температура PV-модуля до ефективного опромінення в програмі PVsyst

Горизонтальна вісь - показує ефективне сонячне випромінювання, що фактично досягає поверхні модулів. Вертикальна вісь - середня робоча температура PV-модулів. Кожна чорна точка — це одне з численних значень, отриманих за рік (тобто умови освітлення й температура модулів у певний момент часу). Червона точка (STC) позначає стандартні умови тестування (1000 Вт/м<sup>2</sup> та 25°C).

Чим більша ефективна інсоляція, тим сильніше нагріваються сонячні панелі. Відповідно до рис. 3.25. при 200–400 Вт/м<sup>2</sup> - температура 15–25°C;

при 800–1000 Вт/м<sup>2</sup> - температура підвищується до 50–70°C.

Широкий розкид точок пояснюється: різними температурами навколишнього середовища (зима/літо); різними швидкостями вітру, що впливають на охолодження; зміною кута нахилу сонця протягом року.

На діаграмі вхідних/вихідних даних (рис. 3.26) зображено добову залежність між надходженням сонячної енергії на фотоелектричні панелі та вихідною електричною енергією системи. Графік демонструє майже лінійну залежність, що підтверджує стабільну роботу та високий ККД сонячної електростанції.

При малих рівнях інсоляції (<2 кВт·год/м<sup>2</sup>/доба) вихідна енергія також мала (низька генерація у зимові або хмарні дні).

При високій інсоляції (6–8 кВт·год/м<sup>2</sup>/доба) система досягає максимальної продуктивності, близької до номінальної потужності інвертора.

На рис. 3.26. наведено діаграму щоденних вхідних/вихідних даних.

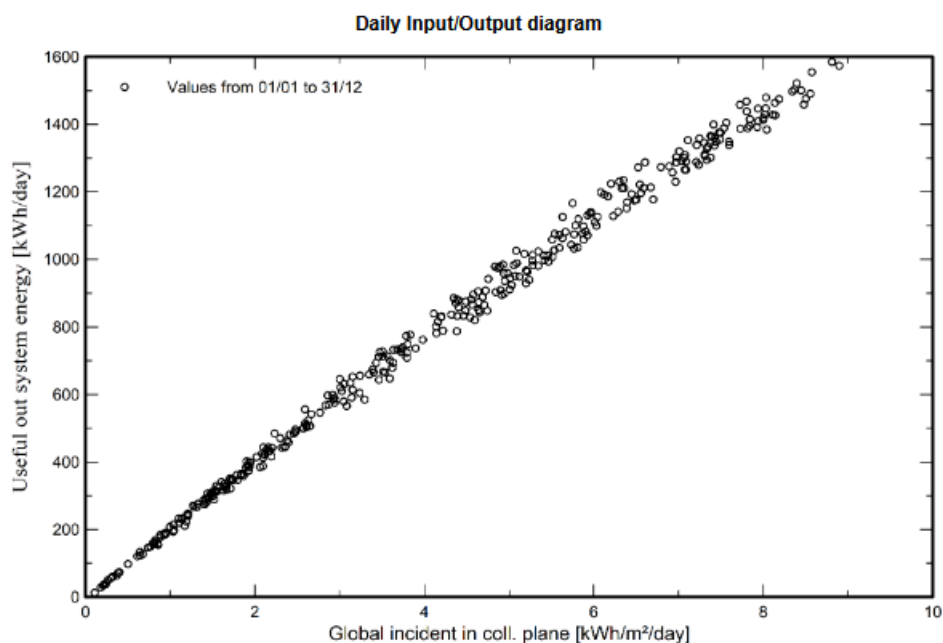


Рис.3.26. Діаграма щоденних вхідних/вихідних даних в програмі PVsyst

Горизонтальна вісь - добова кількість сонячної енергії, що надходить на площину модулів (тобто інсоляція або енергетичне "входження" системи).

Вертикальна вісь - кількість корисної вихідної енергії, що вироблена фотоелектричною системою за добу.

Окрім таблиці та діаграми (рис 3.22.), є добовий графік виробітку електроенергії протягом року (рис. 3.27.).

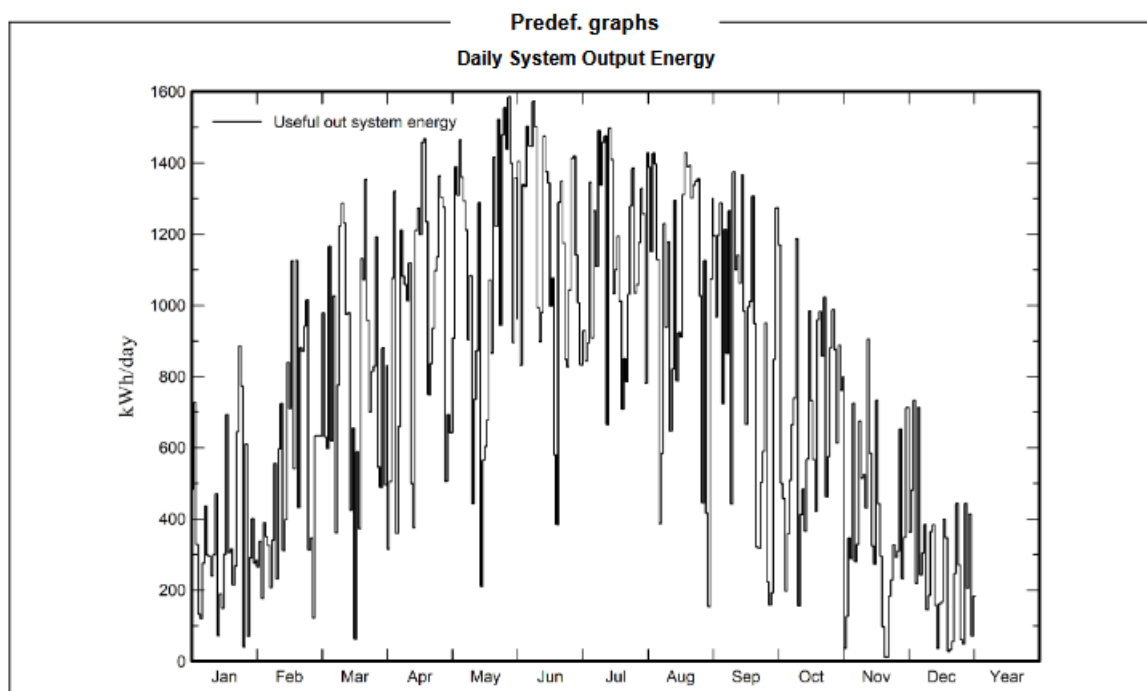


Рис.3.27. Добовий графік виробітку енергії СЕС в програмі PVsyst.

Проведемо аналіз вихідної потужності системи за допомогою рис. 3.28., де зображено гістограму та кумулятивний графік розподілу корисної вихідної енергії фотоелектричної системи протягом року. На рис. 3.28. показує, скільки годин на рік система працює з різними рівнями потужності. Горизонтальна вісь – показує корисна вихідну потужність системи в кВт. Вертикальна вісь – показує сумарна енергія, вироблена в кожному діапазоні потужності. «Class of 2 kW» означає, що кожен стовпчик представляє інтервал  $\pm 2$  кВт.

Тобто при 150 кВт (висота 6500 кВт·год) система виробила найбільше енергії саме в цьому діапазоні. Відповідно до кумулятивного графіку 50% енергії виробилось від 120 кВт.

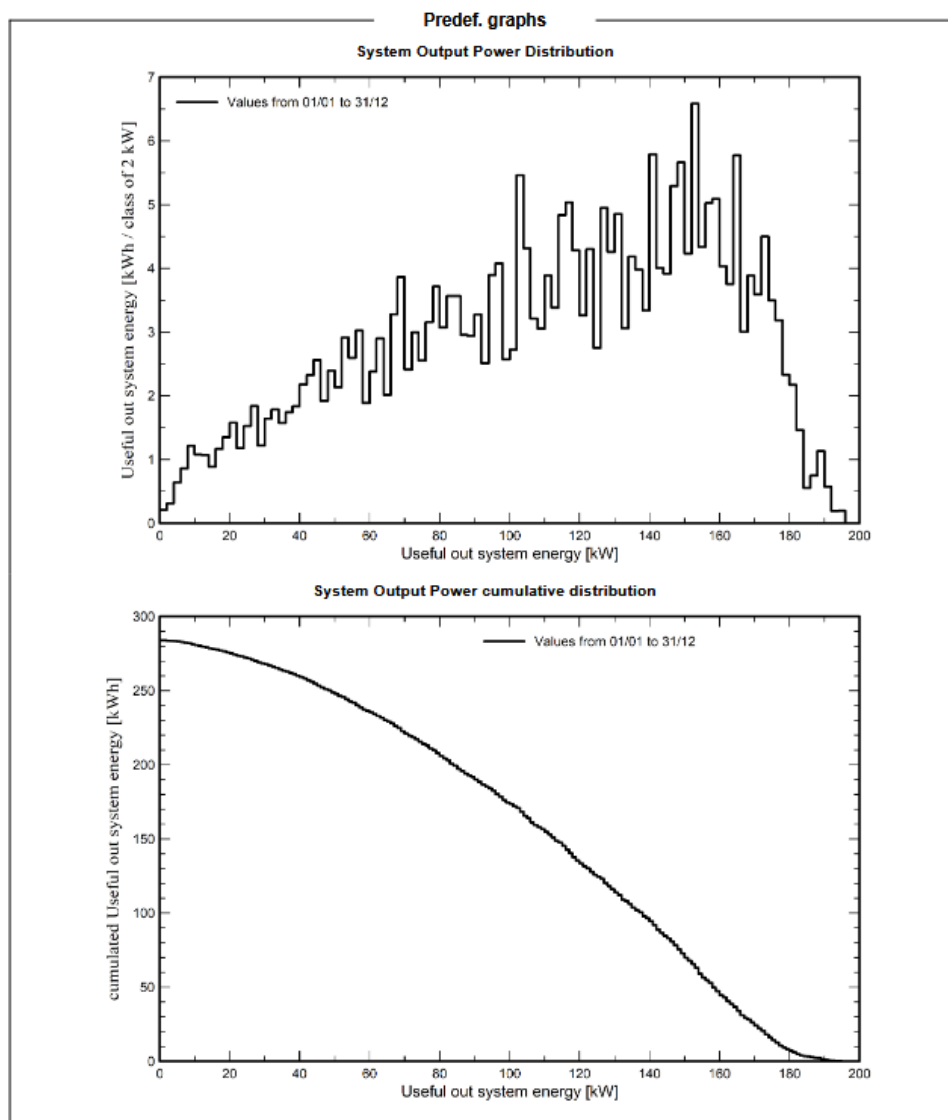


Рис. 3.28. Гістограма та кумулятивний графік вихідної потужності системи в програмі PVsyst.

P50/P90 (рис.3.29.) представляють різні рівні генерації, для яких ймовірність того, що виробництво в певному році перевищує це значення, становить 50% - **283,9** МВт·год, відповідно 90% - **258,4** МВт·год.

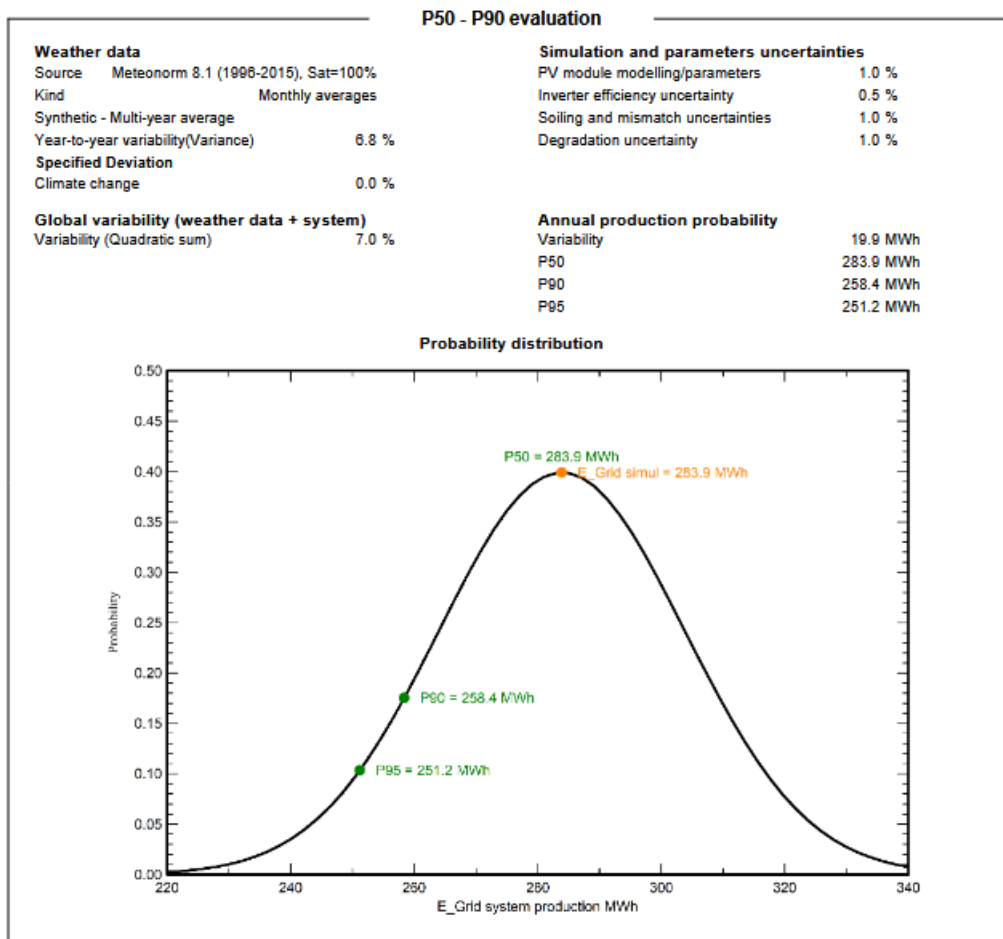


Рис.3.29. Оцінка P50 - P90 в програмі PVsyst

Відповідно до обраної системи складемо схему по стороні фотомодулів (рис. 3.30.).

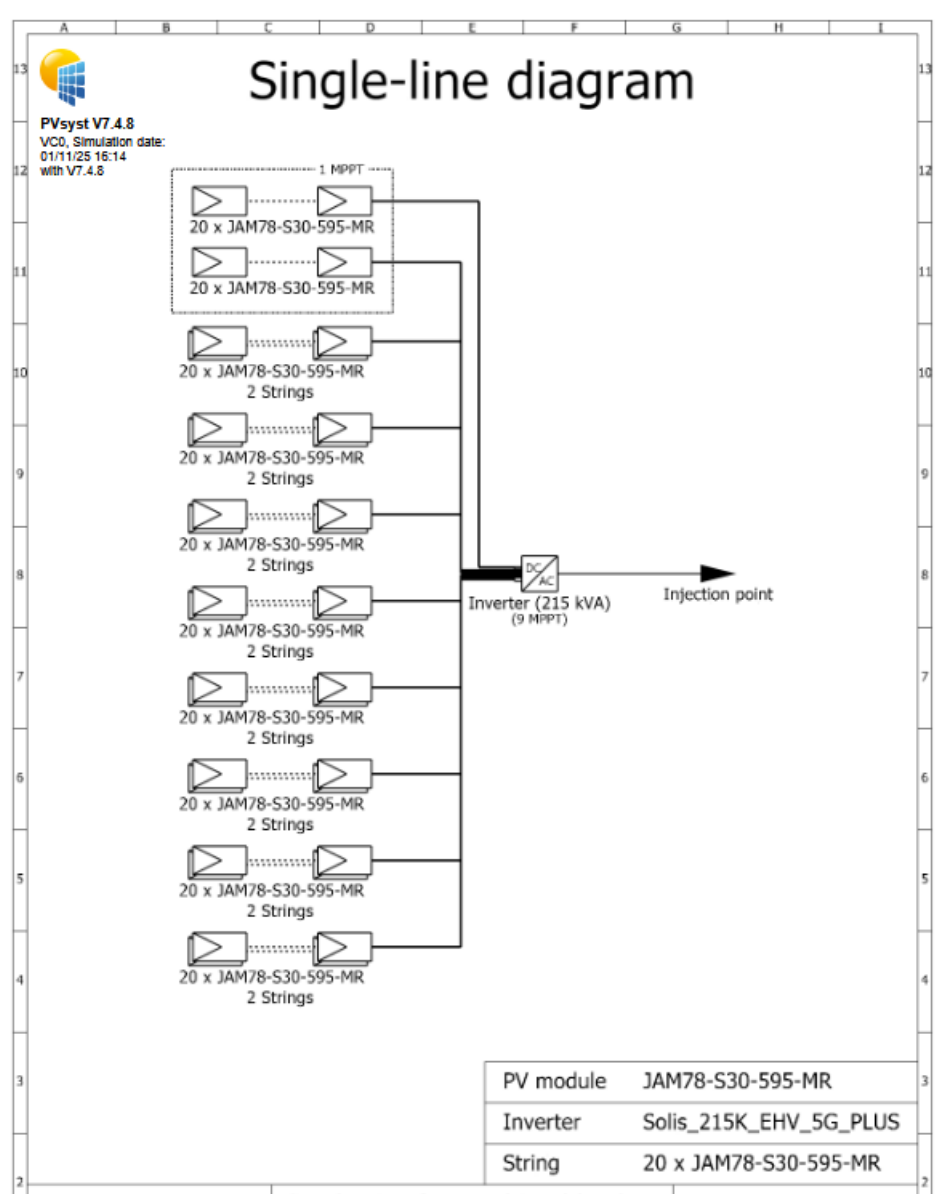




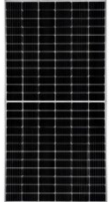
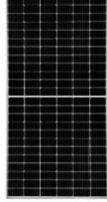






Рис.3.30. Схема мережевої СЕС по стороні PV в програмі PVsyst

### 3.5 Комерційне порівняння схем резервування

В табл. 3.1. наведено вартість станцій обох варіантів.

Табл. 3.1. Вартість систем резервування.

| Тип<br>обладнання/УГП  | Гібридна ФЕС з сумісністю<br>ДЕС (перший варіант)  |             | Мережева ФЕС з сумісністю<br>ДЕС (другий варіант)  |             |
|--|--|-------------|--|-------------|
|  | Марка/к-ть.  | Вартість    | Марка/к-ть.  | Вартість    |
| 1.<br>Інвертор<br>            | Гібридний<br>інвертор Deye<br>SUN-80K-<br>SG02HP3 EU-<br>EM6 – 1шт.<br> | 330 334 ₴   | Мережевий<br>інвертор Solis-<br>215-K-EHV-5G-<br>PLUS– 1шт.<br> | 355 300 ₴   |
| 2.<br>Сонячні<br>панелі<br> | JA Solar<br>JAM78S30 – 140<br>шт.<br>                                 | 558 600 ₴   | JA Solar<br>JAM78S30 – 360<br>шт.<br>                         | 1 436 400 ₴ |
| 3.<br>Акумуляторні<br>батареї  | Deye BOS-G12<br>61.44kW 614.4V<br>– 4 шт.<br>                         | 1 947 996 ₴ | –  | –           |
| 4. ДЕС<br>                  | Darex-Energy<br>DE-110VS –<br>1шт.   | 629 059 ₴   | Darex-Energy<br>DE-110VS – 1шт.  | 629 059 ₴   |

|         |   |                    |  |                    |
|---------|---|--------------------|--|--------------------|
|         |  |                    |  |                    |
| Всього: |   | <b>3 465 989 ₴</b> |  | <b>2 420 759 ₴</b> |

Для розрахунку економічної доцільності станцій порахуємо витрати на електроенергію та на витрати палива.

Вартість електроенергії за 1 кВт·год приймаємо 4,32 грн.

Вартість палива для генератора приймаємо середню - 57,32 грн/л.

Відповідно по розрахунків попередніх розділів обчислюємо витрати та заощадження:

Другий варіант:

1) Обчислюємо скільки лікарня витрачає коштів на забезпечення електроенергії на хірургічний корпус:

Споживання за рік складає 972000 кВт·год

Отже, за рік лікарня витрачає:

$$972000 \text{ кВт·год} \cdot 4,32 \text{ грн/кВт·год} = 4199040 \text{ грн.}$$

2) Порахуємо скільки обійдеться лікарні на забезпечення електроенергії у разі аварійного/планового відключення на паливо для дизель-генератора.

За даними аналітичного центру DiXi Group відключення електроенергії в Україні у 2024 році тривали майже 2 тисячі годин. В розрахунках річну к-ть годин без живлення від мережі приймаємо 2000 год. Відповідно до тех. паспорту генератора (рис. 2.8) витрати палива складає 25 л/год.

Отже, за рік в середньому знадобиться  $2000 \text{ год} \cdot 25 \text{ л/год} = 50000 \text{ л}$  палива.

Середня ціна палива для дизель-генератора складає 57,32 грн/л.

Тому за рік для забезпечення палива для генератора знадобиться:

$$50000 \text{ л} \cdot 57,32 \text{ грн/л} = 2866000 \text{ грн.}$$

3) За рахунок фотоелектричної станції лікарня зекономить:

$$283910 \text{ кВт·год} \cdot 4,32 \text{ грн/кВт·год} = 1226491,2 \text{ грн.}$$

де, 283910 – генерація мережевої ФЕС за рік.

Перший варіант:

1) Вартість на споживання хірургічного корпусу залишається такою самою - 4199040 грн.

2) Порахуємо скільки обійдеться лікарні на забезпечення електроенергії у разі аварійного/планового відключення.

При річній к-ть годин відключення – 2000. Середньодобова к-ть годин відключення складає 5,5 год. В першому варіанті присутні АКБ ємність яких розрахована на 2,5 год, а решту часу живлення забезпечується за рахунок дизель-генератора.

Для спрощення та визначення максимальних витрат приймемо, що акумулятори будуть заряджатись виключно від мережі.

При ємності акумулятора обчислюємо річну витрату на зарядку АКБ:

$$207,6 \text{ кВт} \cdot \text{год} * 365 * 4,32 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год} = 327343,68 \text{ грн.}$$

Тепер обчислюємо витрати палива:

$$25 \text{ л/год} \cdot 365 \cdot (5-2,5) \text{ год} = 27375 \text{ л}$$

Вартість палива за рік складатиме:

$$27375 \text{ л} \cdot 57,32 \text{ грн/л} = 1569135 \text{ грн.}$$

3) За рахунок фотоелектричної станції лікарня зекономить:

$$103215 \text{ кВт} \cdot \text{год} \cdot 4,32 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год} = 445888,8 \text{ грн.}$$

де, 103215 – генерація гібридної ФЕС за рік.

Результати всіх розрахунків зведемо до табл. 3.2.

Табл.3.2. Витрати хірургічного корпусу на електроенергію з урахуванням систем резервування.

| № п/п                                    | Гібридна ФЕС з сумісністю ДЕС (перший варіант)   |                                | Мережева ФЕС з сумісністю ДЕС (другий варіант)        |               |
|--|--|--------------------------------|---|---------------|
|  | Вид заощадження  | Ціна                           | Вид заощадження                                       | Ціна          |
| Заощадження коштів:                      |  |                                |   |               |
| 1. Економія за рахунок виробітку енергії | Виробіток електроенергії за рік: 103215 кВт·год  | 445 888,8 ₴                    | Виробіток електроенергії за рік: 283910 кВт·год       | 1 226 491,2 ₴ |
| Витрати:                                 |  |                                |   |               |
| 2. Витрати при відключенні мережі        | Витрати е/е на зарядку АКБ за рік: 74 489,2 кВт·год.<br>Витрати палива для дизель-генератор за рік: 27 375 л | 327 343,7 ₴<br><br>1 569 135 ₴ | Витрати палива для дизель-генератор за рік: 50 000 л  | 2 866 000 ₴   |
| 3. Річне споживання                      | Річне споживання хірургічного корпусу: 972000 кВт·год  | 4 199 040 ₴                    | Річне споживання хірургічного корпусу: 972000 кВт·год | 4 199 040 ₴   |

|  |  |                    |  |                    |
|--|--|--------------------|--|--------------------|
| Всього витрат хірургічного корпусу:              |  |                    |  |                    |
|  |  | <b>7 065 040 ₴</b> |  | <b>7 065 040 ₴</b> |
| Всього витрат з урахуванням систем резервування: |  |                    |  |                    |
|  |  | <b>5 649 629 ₴</b> |  | <b>5 838 548 ₴</b> |

Відповідно до табл. 3.2 для першого варіанту адміністрація лікарні буде економити по 1 415 411 ₴ на рік. При вартості станції - 3 465 989 ₴, дана система окупиться за 2,5 роки. Середня експлуатація сонячних станцій 25 років.

Отже, за весь строк експлуатації гібридна станція з акумуляторами заощадить адміністрації - **31 846 747 ₴**. Це 18% від загальних витрат на е/е хірургічного корпусу міської лікарні протягом 25 років.

Для другого варіанту вартість станції буде дешевше - 2 420 759 ₴ , але економити буде по 1 226 492 ₴ на рік. Дана система окупиться за 2 роки.

Отже, за весь строк експлуатації мережева станція з лише дизель-генератором зекономить - **28 209 316 ₴**. Це 16% від загальних витрат на е/е хірургічного корпусу міської лікарні протягом 25 років.

### **Висновки до розділу**

1. Порівняльний аналіз двох концепцій резервного електропостачання продемонстрував, що гібридна фотоелектрична установка, обладнана акумуляторними батареями для накопичення енергії, виявляється оптимальним рішенням в умовах перебоїв централізованого енергопостачання. Завдяки наявності енергетичного буферу така конфігурація здатна забезпечувати функціонування життєво важливих споживачів медичного закладу навіть протягом тривалих аварійних відключень електромережі, що може сягати декількох годин. Однак реалізація подібної системи вимагає суттєво більших капіталовкладень на початковому етапі, насамперед через високу вартість літій-іонних акумуляторів та інверторного обладнання з розширеним функціоналом. Додатковим фактором є необхідність облаштування спеціалізованого

приміщення з підтриманням температурного режиму для розміщення батарейних стійок.

2. Мережева сонячна електростанція, інтегрована з дизель-генераторною установкою, характеризується підвищеною річною виробіткою електричної енергії та мінімальними строками повернення інвестицій. Така система демонструє кращі показники генерації завдяки більшій встановленій потужності фотомодулів (214,0 кВт проти 83,3 кВт у гібридному варіанті). Проте її спроможність гарантувати безперервне живлення медичного діагностичного та лікувального обладнання безпосередньо залежить від технічної справності резервного дизель-генератора та його готовності до автоматичного запуску.

3. Результати комп'ютерного моделювання обох систем у програмному середовищі підтвердили, що перша конфігурація забезпечує вищий ступінь автономності медичного об'єкта, тоді як друга характеризується меншими поточними експлуатаційними витратами протягом року. Гібридна станція з накопичувачами дає змогу істотно знизити навантаження на резервний генератор у періоди аварійних режимів роботи електромережі, подовжуючи тим самим міжремонтні інтервали дизельного агрегату та зменшуючи витрати дизельного палива. Натомість мережева конфігурація виявляється ефективнішою з точки зору максимізації фотоелектричної генерації завдяки масштабнішій площі сонячних панелей. Додатково слід відзначити, що у весняно-літній період мережева СЕС здатна покривати до 65-70% денного споживання хірургічного корпусу, тоді як гібридна - близько 35-40%.

4. Економічний аналіз довів, що обидві проєктні варіанти спроможні забезпечити значну фінансову економію протягом розрахункового періоду експлуатації 25 років. Гібридна система забезпечує більший сумарний економічний ефект за рахунок оптимального поєднання процесів генерації сонячної енергії та її акумулювання для використання у пікові вечірні години. Мережевий варіант характеризується прискореним поверненням інвестованих коштів завдяки суттєво нижчій вартості первісного встановлення системи, що становить економію понад 1 млн грн. При цьому простий термін окупності для

обох варіантів є надзвичайно привабливим з інвестиційної точки зору, особливо враховуючи поточний рівень тарифів на електроенергію для бюджетних установ.

5. Обидва проєктні рішення відповідають чинним нормам ДБН В.2.5-23:2010 та вимогам ПУЕ. Розроблені схеми забезпечують необхідний рівень надійності живлення для об'єктів охорони здоров'я першої категорії та гарантують безперебійність функціонування критично важливих систем життєзабезпечення протягом усього нормативного експлуатаційного строку енергетичного обладнання. Додатково реалізовано дворівневу систему резервування з автоматичним перемиканням джерел живлення, що відповідає найсуворішим вимогам до електробезпеки та надійності у медичних закладах.

## РОЗДІЛ 4

### ОХОРОНА ПРАЦІ

Забезпечення надійного та безпечного функціонування електротехнічних систем безпосередньо залежить від системи захисного заземлення. Коректно розроблена та реалізована система захисного заземлення виконує набагато ширші функції, ніж лише забезпечення електробезпеки медичного персоналу та пацієнтів лікарні. Вона істотно підвищує загальну надійність та стабільність функціонування системи електропостачання, мінімізує ймовірність виходу з ладу високовартісного медичного обладнання внаслідок аварійних режимів або імпульсних перенапруг, а також ефективно запобігає виникненню електромагнітних завад та високочастотних перешкод, які здатні негативно впливати на точність вимірювань діагностичної апаратури та стабільність роботи систем моніторингу життєвих показників пацієнтів.

Для забезпечення електробезпеки персоналу та пацієнтів медичного закладу згідно з вимогами розділу 1.7 Правил улаштування електроустановок, нормативного документа НПАОП 40.1-1.32-01 та державного стандарту ДСТУ Б В.2.5-82:2016, всі доступні для дотику неструмоведучі металеві елементи електричного устаткування (включаючи корпуси освітлювальних приладів, металеві каркаси розподільних шаф, оболонки електродвигунів вентиляційних систем та інше обладнання) повинні бути надійно приєднані до системи захисного заземлення. Це з'єднання реалізується через використання спеціальних захисних провідників маркування "PE", функцію яких виконують окремо прокладені третя жила у однофазних лініях або п'ята жила у трифазних кабельних лініях електропроводки. Приєднання здійснюється до магістрального захисного провідника електричної мережі через головну заземлювальну шину, котра розміщується у ввідно-розподільчому пристрої (ВРП-0,4кВ) хірургічного корпусу лікарні.

Головна заземлювальна шина (ГЗШ) з'єднується з існуючим зовнішнім контуром заземлення будівлі за допомогою головного заземлювального

провідника, виготовленого зі сталевий штаби перерізом 25×4. Такий переріз забезпечує достатню провідність та механічну міцність з'єднання відповідно до розрахункових струмів короткого замикання.

Усі електричні з'єднання між сталевими елементами у магістральних лініях захисного заземлення та системи вирівнювання потенціалів виконуються виключно методом електродугового зварювання, що гарантує мінімальний перехідний опір та високу корозійну стійкість контакту протягом усього терміну експлуатації. Мінімальна довжина зварювального шва при з'єднанні сталевих елементів має становити не менше подвійної ширини штаби для забезпечення надійного електричного контакту.

Конструкція системи заземлення повинна передбачати обов'язкове об'єднання усіх струмопровідних елементів захисного заземлення з комплексною системою зрівнювання потенціалів об'єкта в єдиний зв'язаний контур. Це критично важливо для медичних закладів, де одночасний дотик до різних металевих частин може створити небезпечну різницю потенціалів.

Система основного вирівнювання потенціалів реалізується шляхом надійного електричного з'єднання через головну заземлювальну шину наступних струмопровідних компонентів інженерної інфраструктури будівлі (захисних РЕ-провідників усіх ліній розподільної електричної мережі хірургічного корпусу, включаючи групові та розподільні щити на поверхах; металевих трубопроводів систем холодного та гарячого водопостачання, опалення та кондиціонування повітря; заземлювальних провідників фотоелектричної станції та дизель-генераторної установки; тощо ).

Система захисного заземлення фотоелектричних модулів являє собою комплекс електричних з'єднань, що об'єднують усі металеві конструктивні елементи сонячної електростанції з загальним заземлювальним пристроєм для гарантування електричної безпеки персоналу та збереження обладнання. Ця система виконує декілька критично важливих завдань, які в сукупності забезпечують надійне, безпечне та ефективне функціонування всього фотоелектричного комплексу протягом усього терміну експлуатації.

Заземлювальний контур сонячної станції становить фундаментальну основу всієї захисної системи, забезпечуючи стабільний та низькоомний електричний контакт з масою землі. Враховуючи особливості електропостачання хірургічного корпусу міської лікарні, зовнішнім заземлювальним контуром для сонячної електростанції слугуватиме вже наявний експлуатований контур заземлення самої будівлі хірургічного корпусу. Таке технічне рішення є оптимальним з точки зору економічної ефективності, оскільки дозволяє уникнути додаткових витрат на спорудження окремого заземлювального пристрою. У випадку реалізації другого проєктного варіанту (мережева СЕС збільшеної потужності) використовуватиметься контур заземлення найближчої суміжної будівлі медичного комплексу, до якого будуть приєднані всі металеві елементи фотоелектричної системи.

До початку проведення земляних робіт з улаштування заземлювальних контурів обов'язково потрібно здійснити комплексну перевірку місць майбутнього розташування електродів на предмет відсутності прихованих інженерних комунікацій.

Остаточне просторове розташування заземлювальних контурів та окремих вертикальних електродів підлягає уточненню та коригуванню безпосередньо на об'єкті під час виконання монтажних робіт з урахуванням фактичних умов місцевості, реального розміщення фундаментів будівель, зелених насаджень та інших перешкод.

Після завершення монтажу заземлювальних контурів та виконання всіх електричних з'єднань обов'язково необхідно провести вимірювання їх фактичного опору розтікання струму в ґрунт за допомогою сертифікованого вимірювального обладнання. У випадку, якщо виміряна величина опору розтікання перевищує допустиме нормативне значення 30 Ом для даного типу заземлювального пристрою, необхідно збільшити кількість електродів.

Також слід передбачити заземлення дизель-генератора. Заземлення дизельної устанвоки наведено на рис. 4.1.

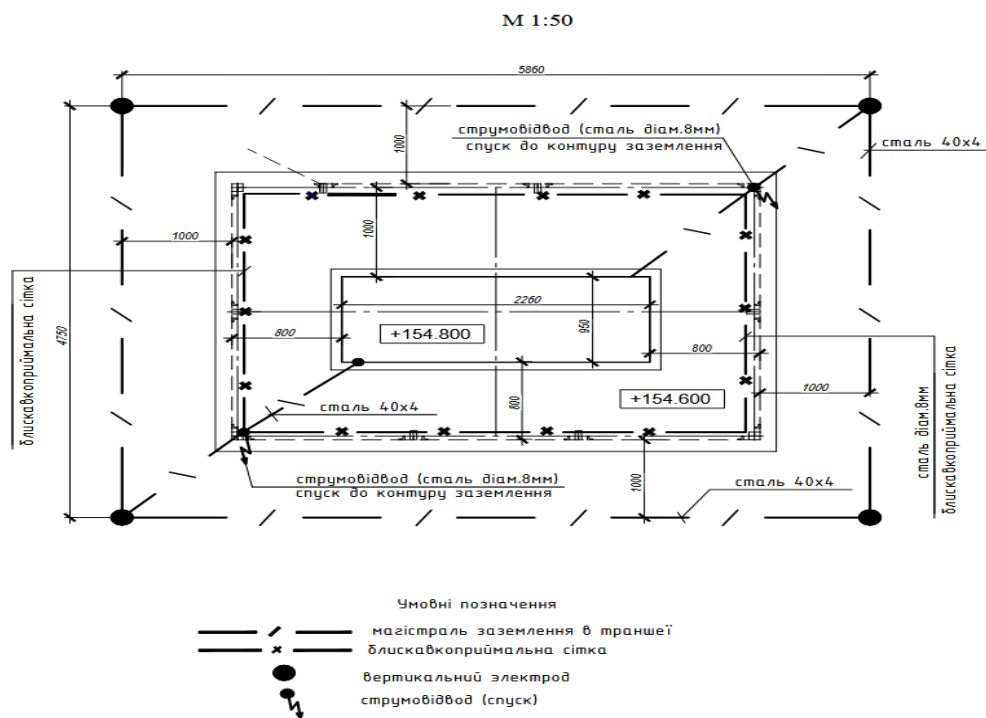


Рис.4.1. Заземлення дизель-генераторної установки

У випадку першого варіанту, де фотоелектричні модулі розміщуються на покрівлі хірургічного корпусу, згідно з вимогами чинної нормативно-технічної документації (ДСТУ EN 62305-2:2012, ПУЕ-2017) обов'язково необхідно передбачити комплексну систему блискавкозахисту для сонячної електростанції. Це пов'язано з тим, що фотомодулі на покрівлі є найвищими точками об'єкта і потрапляють у зону підвищеного ризику прямих ударів атмосферних розрядів.

З метою запобігання прямого влучання блискавкових розрядів у чутливі фотоелектричні модулі рекомендується застосовувати спеціалізовані блискавкоприймальні пристрої стрижневого або тросового типу. Стрижневі блискавкоприймачі виготовляються з оцинкованої сталі діаметром не менше 12 міліметрів та встановлюються на щоглах висотою від 2 до 6 метрів над рівнем покрівлі. Альтернативою є використання натягнутого тросового блискавкоприймача з оцинкованого дроту перерізом не менше 50 мм<sup>2</sup>, який прокладається вздовж усього масиву панелей на спеціальних опорах.

Ключовим завданням на етапі проектування захисної системи є точний розрахунок мінімально необхідної кількості блискавкоприймальних щогл та їх оптимального просторового розташування, щоб забезпечити надійне перекриття зоною захисту всієї площі фотоелектричного масиву без виключення. Розрахунок зони захисту виконується за методикою конуса або кочення кулі згідно з ДСТУ EN 62305-3, де радіус кулі залежить від рівня надійності захисту (для об'єктів категорії II радіус становить 30 метрів).

Улаштування системи блискавозахисту для сонячних панелей наведено на рис. 4.2.

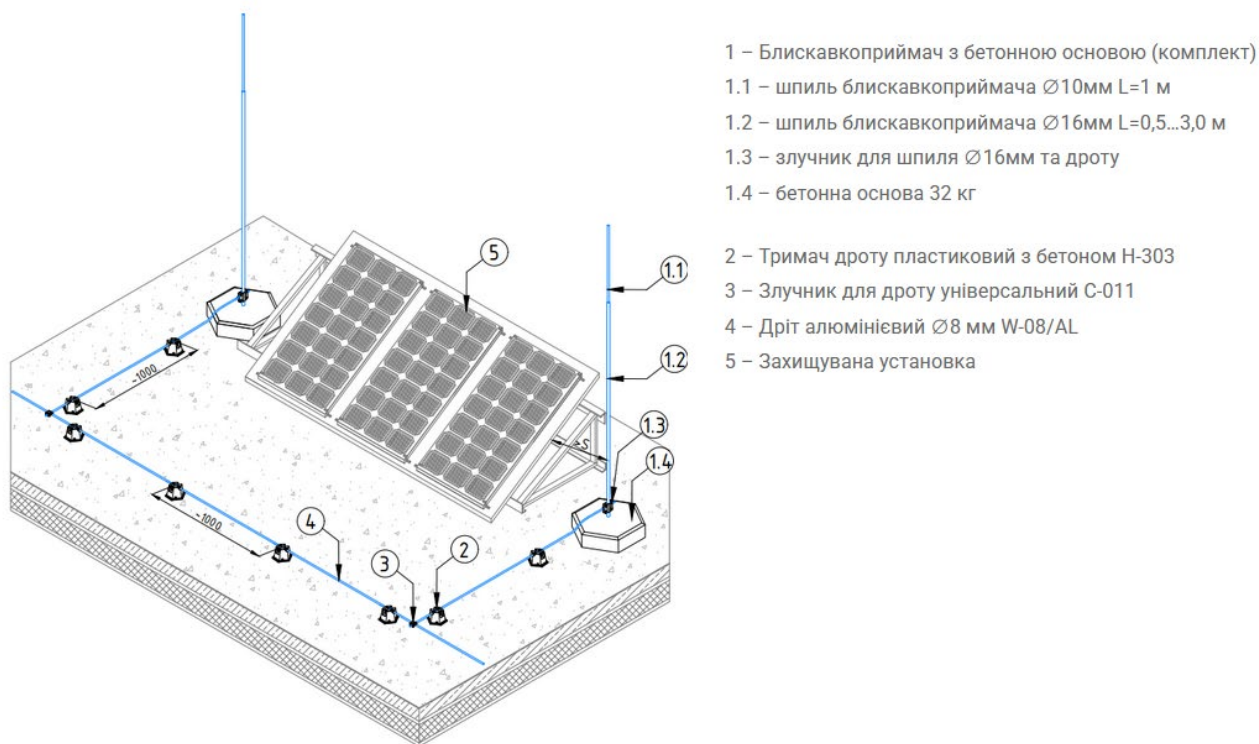


Рис. 4.2. Улаштування блискавозахисту сонячних панелей

Незважаючи на те, що система заземлення традиційно вважається найпоширенішим та базовим елементом захисту електричних установок від блискавкових перенапруг, додаткове встановлення пристроїв захисту від імпульсних перенапруг (ІЗП) класів I, II та III на різних рівнях системи є єдиним ефективним способом повністю захистити чутливе інверторне та

комутаційне обладнання у випадку прямого або непрямого удару блискавки. ПЗП класу I встановлюються на вводі від PV-масиву, класу II – перед інвертором, класу III – перед чутливими електронними пристроями.

При розробці проєкту блискавкозахисної системи критично важливо дотримуватися вимоги щодо роздільної відстані (безпечної відстані) між елементами системи блискавкоприймачів та металевими конструкціями фотоелектричної системи. Ця технічна вимога необхідна для запобігання виникненню неконтрольованого перекидання (іскрового пробою) імпульсного струму блискавки від блискавкоприймача безпосередньо до алюмінієвих рам панелей, монтажних конструкцій або струмопровідних шин. У найгіршому сценарії такий небезпечний неконтрольований іскровий розряд може спричинити займання полімерних компонентів сонячних модулів та виникнення пожежі на покрівлі медичного закладу. Розрахунок мінімально припустимої роздільної відстані здійснюється за спеціальною формулою відповідно до п. 6.3. ДСТУ 62305-3-2012.

Таким чином, організація надійної системи заземлення фотоелектричних модулів у поєднанні з комплексним блискавкозахистом становить критично важливий елемент безпечної та довготривалої експлуатації сонячної електростанції на об'єктах медичного призначення. Коректно спроектована та професійно змонтована система захисту гарантує електричну безпеку обслуговуючого персоналу та пацієнтів, надійно захищає високовартісне інверторне обладнання від пошкоджень імпульсними перенапругами та істотно продовжує загальний термін безаварійної служби всього енергетичного комплексу, який розрахований на 25-30 років експлуатації. Первісні інвестиції у надійну, багаторівневу систему заземлення та професійний блискавкозахист швидко окуповуються завдяки підвищеній операційній надійності роботи сонячної електростанції, мінімізації ризиків незапланованих простоїв обладнання та зниженню витрат на аварійні ремонти електронних компонентів.

## ВИСНОВКИ

Дослідження присвячено резервуванню електропостачання закладів охорони здоров'я, де безперервність електроживлення є критично важливим фактором для збереження життя пацієнтів і стабільної роботи високотехнологічного медичного обладнання. У межах роботи здійснено аналіз сучасних методологічних підходів щодо підвищення енергетичної стійкості лікарняних комплексів, а також детально розглянуто актуальну світову тенденцію інтеграції альтернативних відновлюваних джерел енергії як невід'ємної складової багаторівневих комплексних систем гарантованого електропостачання.

Згідно з традиційною інженерною практикою, медичні установи тривалий час покладалися виключно на автономні дизель-генераторні установки (ДГУ) як основний засіб забезпечення резервного аварійного живлення. Незважаючи на той факт, що подібні технічні системи є глибоко перевіреними часом, доведеними у експлуатації, надійними та здатними забезпечувати значні електричні потужності (від декількох сотень до тисяч кіловат), їхня технологічна консервативність та об'єктивні експлуатаційні обмеження стають дедалі більш помітними у сучасних умовах. До ключових недоліків належать: часова затримка автоматичного запуску двигуна, критична залежність від якості та безперебійних поставок дизельного пального, суттєві поточні експлуатаційні витрати на паливо-мастильні матеріали, а також потреба у кваліфікованому регулярному технічному обслуговуванні. На цьому фоні у розвинених країнах світу активно зростає науково-практичний інтерес до використання фотоелектричних сонячних електростанцій, які здатні не лише суттєво зменшити операційне навантаження на традиційні дизель-генератори та подовжити їх міжремонтний ресурс, але й забезпечити медичні заклади додатковим незалежним рівнем енергетичної безпеки та автономності.

Водночас енергетичні системи, побудовані на базі сонячних фотоелектричних панелей, мають свої чітко виражені технічні обмеження та

особливості функціонування: пряма залежність обсягів генерації електроенергії від мінливих погодних умов та рівня сонячної інсоляції, значні добові коливання виробітку потужності (відсутність генерації у нічний період), сезонні флуктуації енергетичної ефективності (зниження до 40-50% взимку порівняно з літніми місяцями), а також технологічна необхідність встановлення дороговартісних акумуляторних для забезпечення стабільності та безперервності живлення критичних споживачів. Саме з цієї причини раціональне поєднання передових фотогальванічних систем зі стабільними та модернізованими дизель-генераторними установками створює унікальну можливість сформувати багаторівневу, високонадійну та здатну до тривалої автономної роботи систему гарантованого електропостачання, яка повністю відповідає нормативним вимогам медичної галузі згідно з ДБН та міжнародними стандартами ISO.

У рамках даної дипломної роботи виконано детальний інженерний розрахунок та комп'ютерне моделювання двох принципово різних варіантів комбінованої системи резервного живлення хірургічного корпусу міської лікарні. Перша конфігурація являє собою гібридну систему (СЕС + АКБ + ДЕС), друга — мережеву систему (СЕС + ДЕС аналогічної потужності без акумуляторів). Обидві технічні конфігурації продемонстрували високу енергетичну ефективність та надійність, проте з істотно різними експлуатаційними перевагами та сферами оптимального застосування. Гібридна інтегрована система забезпечує максимально можливий ступінь автономності медичного об'єкта, дозволяє безперервно підтримувати роботу критичних струмоприймачів без необхідності запуску дизель-генератора протягом аварійних/планових відключень електромережі, а також радикально зменшує кількість запусків генераторного агрегату, що подовжує його експлуатаційний ресурс. Мережева конфігурація системи, у свою чергу, характеризується суттєво нижчими початковими капітальними витратами, технологічно простішою експлуатацією без необхідності обслуговування акумуляторних батарей та прискореною фінансовою окупністю інвестицій, хоча й повністю залежить від справності та готовності ДЕС у аварійних режимах роботи.

Проведений детальний економічний аналіз з урахуванням поточних тарифів на електроенергію, вартості обладнання та експлуатаційних витрат показав, що практичне впровадження кожного з розглянутих варіантів є цілком фінансово обґрунтованим та інвестиційно привабливим рішенням для адміністрації медичного закладу:

– Гібридна система з накопичувачами енергії окупиться за розрахунковий період близько 2,5 року при прогнозованій сукупній економії понад 31,85 млн грн протягом нормативного терміну експлуатації 25 років, що становить 18% від загальних витрат на електроенергію;

– Мережева конфігурація без акумуляторів демонструє ще швидшу окупність приблизно за 2 роки, забезпечуючи сумарну економію понад 28,21 млн грн за аналогічний період, що відповідає 16% від сукупних енергетичних витрат хірургічного корпусу.

Додатково слід відзначити, що обидва варіанти сприяють зниженню викидів парникових газів (CO<sub>2</sub>) та підвищують екологічність роботи медичного закладу, що відповідає сучасним вимогам сталого розвитку та стратегії декарбонізації енергетичного сектору України до 2050 року.

Узагальнюючи отримані результати дослідження, можна з упевненістю стверджувати, що комбіновані інтегровані системи резервного живлення, побудовані на синтезі СЕС та ДЕС, є оптимальним стратегічним шляхом розвитку сучасної енергетичної інфраструктури медичних закладів різного профілю та масштабу. Така гібридна архітектура системи електропостачання дозволяє створити високоефективну, технологічно стійку та абсолютно безперебійну систему, повністю здатну забезпечити гарантоване якісне живлення лікарняного комплексу незалежно від поточного стану зовнішньої централізованої електромережі, стабільності напруги або наявності аварійних ситуацій, що набуває особливо критичного значення в умовах сучасних енергетичних викликів, пов'язаних з фізичним зносом інфраструктури та зовнішніми загрозами для енергосистеми України.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Шкрабець, Ф. П. Основи електропостачання : навч. посіб. / Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков. - Кіровоград : РВЛ КНТУ, 2010. - 408 с.
2. Електротехнічні системи електроспоживання : [навч. посіб.] / П. Г. Плешков, В. В. Зінзура, Н. Ю. Гарасьова [та ін.] ; за заг. ред. П. Г. Плешкова. - Кропивницький : ЦНТУ, 2021. – 208 с.
3. Правила улаштування електроустановок / Міненерговугілля України. – Київ : 2017. – 617 с.
4. Перехідні процеси в системах електропостачання / Г. Г. Півняк, В. Н. Винославський, А. Я. Рибалко, Л. І. Несен та ін. – Дніпропетровськ : Вид-во НГА України, 2000. – 378 с.
5. Кваліфікаційна робота магістра : метод. рекомендації до змісту, структури та оформлення кваліфікаційної роб. : для студ. спец. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад. П. Г. Плешков, К. Г. Петрова, Н. Ю. Гарасьова та ін.] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. - Кропивницький : ЦНТУ, 2023. -74 с.
6. ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення» / Мінрегіонбуд України. – Київ: 2010. – 171 с.
7. ДБН В.2.2-10:2022 «Заклади охорони здоров'я. Основні положення» / Міністерство розвитку громад та територій України. – Київ: 2022. – 73 с.
8. Методические рекомендации по определению расчетных электрических нагрузок учреждений здравоохранения / Министерство здравоохранения СССР. – Москва – 1988г. – 24 с.
9. Будько В.І. Сучасні технологічні процеси, обладнання та устаткування фотоелектричного перетворення сонячної енергії/ Василь Іванович Будько. // ЮНІД. – 2015. – С. 26-27.
10. Балансована надійність електричної мережі з фотоелектричними станціями: монографія / П.Д. Лежнюк, В.О. Комар, С.В. Кравчук, та ін. – Вінниця: ВНТУ, 2018. – 136 с.

11. Кожем'яко В. П., Домбровський О. Г., Маліновський В. І. Оптимізація проектів будівництва сонячних електростанцій із врахуванням базових техніко-економічних показників. – 2015.

12. Аналітичний огляд сучасних технологій фотоелектричних перетворювачів для сонячної енергетики / В. П. Кожем'яко, В. Г. Домбровський, В. Ф. Жердецький, В. І. Маліновський, Г. В. Притуляк // Оптико-електронні інформаційно-енергетичні технології. — № 2(22). — 2011. — С. 142—157.

13. Sharma S., Kurian C. P., Paragond L. S. Solar PV system design using PVsyst: a case study of an academic Institute //2018 international conference on control, power, communication and computing technologies (ICCCPCCT). – IEEE, 2018. – С. 123-128.

14. Ouedraogo A. et al. Analysis of the solar power plant efficiency installed in the premises of a hospital—Case of the Pediatric Charles De Gaulle of Ouagadougou //Solar Energy. – 2022. – Т. 241. – С. 120-129.

15. Мірошник Ю. В., Казанський С. В. Моделювання режимів роботи електричної мережі з відновлюваними джерелами енергії // Відновлювальна енергетика та енергоефективність у ХХІ столітті : матеріали ХХ Міжн. наук.-практ. конф., м. Київ, 15-16 травня 2019 р. : тези доповідей. – К.: Інтерсервіс, 2019. С 113-116.

16. Дослідження можливостей використання сонячної енергії для автономного живлення об'єкту. / О.О. Казіміров, К.В. Власов, А.І. Куртов, А.І. Потіхенський // Система обробки інформації, 2017.- №1(147).- С. 58-61.

17. Кузнєцов М. П. Забезпечення енергобалансу в комбінованих енергосистемах з відновлюваними джерелами енергії // Відновлювальна енергетика та енергоефективність у ХХІ столітті : матеріали ХХ Міжн. наук.-практ. конф., м. Київ, 15-16 травня 2019 р. : тези доповідей. – К.: Інтерсервіс, 2019. С 48-52.

18. Konde A. L., Kusaf M., Dagbasi M. An effective design method for grid-connected solar PV power plants for power supply reliability //Energy for Sustainable Development. – 2022. – Т. 70. – С. 301-313.

19. PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM. Режим доступу: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/)

20. ДСТУ 8635:2016 Геліоенергетика. Площадки для фотоелектричних станцій. Приєднання станцій до електроенергетичної системи / Інститут відновлюваної енергетики Національної академії наук України. – Київ: 2016. – 22 с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

**РЕЗУЛЬТАТИ МОДЕЛЮВАННЯ СЕС В ПРОГРАМІ PVSYSYТ**



Version 7.4.8

**PVsyst - Simulation report**

Grid-Connected System

Project: Synthesis of a combined backup power system for a city hospital

Variant: Central Ukrainian National Technical University

No 3D scene defined, no shadings

System power: 83.3 kWp

Novoukrayinka - Ukraine

| Author

Рисунок А.1 Титульний лист звіту з моделювання СЕС на 83,3 кВт



PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
01/11/25 18:18  
with V7.4.8

## Project: Synthesis of a combined backup power system for a city hospital

Variant: Central Ukrainian National Technical University

### Project summary

|   |  |                  |          |                         |      |
|---|--|------------------|----------|-------------------------|------|
| <b>Geographical Site</b>                        |  | <b>Situation</b> |          | <b>Project settings</b> |      |
| Novoukrayinka                                   |  | Latitude         | 48.31 °N | Albedo                  | 0.20 |
| Ukraine   |  | Longitude        | 31.53 °E |                         |      |
|   |  | Altitude         | 183 m    |                         |      |
|   |  | Time zone        | UTC+2    |                         |      |
| <b>Weather data</b>                             |  |                  |          |                         |      |
| Novoukrayinka                                   |  |                  |          |                         |      |
| Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic |  |                  |          |                         |      |

### System summary

|                              |           |   |           |                                    |         |
|------------------------------|-----------|---|-----------|------------------------------------|---------|
| <b>Grid-Connected System</b> |           | <b>No 3D scene defined, no shadings</b> |           |                                    |         |
| <b>PV Field Orientation</b>  |           | <b>Near Shadings</b>                    |           | <b>User's needs</b>                |         |
| Fixed plane                  |           | No Shadings                             |           | Fixed constant load                |         |
| Tilt/Azimuth                 | 35 / 12 ° |   |           | 24.66 kW                           |         |
|                              |           |   |           | Global                             |         |
|                              |           |   |           | 216 MWh/Year                       |         |
| <b>System information</b>    |           |   |           |                                    |         |
| <b>PV Array</b>              |           |   |           |                                    |         |
| Nb. of modules               | 140 units | <b>Inverters</b>                        |           | <b>Battery pack</b>                |         |
| Pnom total                   | 83.3 kWp  | Nb. of units                            | 0.8 unit  | Storage strategy: Self-consumption |         |
|                              |           | Pnom total                              | 66.7 kWac | Nb. of units                       | 4 units |
|                              |           | Pnom ratio                              | 1.249     | Voltage                            | 614 V   |
|                              |           |   |           | Capacity                           | 400 Ah  |

### Results summary

|                 |                 |                     |                   |                   |         |
|-----------------|-----------------|---------------------|-------------------|-------------------|---------|
| Produced Energy | 103215 kWh/year | Specific production | 1239 kWh/kWp/year | Perf. Ratio PR    | 81.66 % |
| Used Energy     | 216000 kWh/year |                     |                   | Solar Fraction SF | 46.15 % |

### Table of contents

|   |    |
|---|----|
| Project and results summary                                 | 2  |
| General parameters, PV Array Characteristics, System losses | 3  |
| Main results  | 5  |
| Loss diagram  | 6  |
| Predef. graphs  | 7  |
| P50 - P90 evaluation  | 12 |
| Single-line diagram   | 13 |



PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
01/11/25 18:18  
with V7.4.8

## Project: Synthesis of a combined backup power system for a city hospital

Variant: Central Ukrainian National Technical University

| General parameters                   |   |                          |
|--------------------------------------|---|--------------------------|
| <b>Grid-Connected System</b>         | <b>No 3D scene defined, no shadings</b> |                          |
| <b>PV Field Orientation</b>          | <b>Sheds configuration</b>              | <b>Models used</b>       |
| Orientation                          | No 3D scene defined                     | Transposition Perez      |
| Fixed plane                          |   | Diffuse Perez, Meteororm |
| Tilt/Azimuth 35 / 12 °               |   | Circumsolar separate     |
| <b>Horizon</b>                       | <b>Near Shadings</b>                    | <b>User's needs</b>      |
| Free Horizon                         | No Shadings                             | Fixed constant load      |
|                                      |   | 24.66 kW                 |
|                                      |   | Global                   |
|                                      |   | 216 MWh/Year             |
| <b>Storage</b>                       |   |                          |
| Kind                                 | Self-consumption                        |                          |
| <b>Charging strategy</b>             | <b>Discharging strategy</b>             |                          |
| When excess solar power is available | As soon as power is needed              |                          |

| PV Array Characteristics         |                          |                                     |                       |
|----------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|-----------------------|
| <b>PV module</b>                 |                          | <b>Inverter</b>                     |                       |
| Manufacturer                     | JA solar                 | Manufacturer                        | Deye                  |
| Model                            | JAM76-S3D-595-MR         | Model                               | SUN-80K-SG02HP3       |
| (Original PVsyst database)       |                          | (Custom parameters definition)      |                       |
| Unit Nom. Power                  | 595 Wp                   | Unit Nom. Power                     | 80.0 kWac             |
| Number of PV modules             | 140 units                | Number of Inverters                 | 5 * MPPT 17% 0.8 unit |
| Nominal (STC)                    | 83.3 kWp                 | Total power                         | 66.7 kWac             |
| Modules                          | 10 string x 14 In series | Operating voltage                   | 485-850 V             |
| <b>At operating cond. (50°C)</b> |                          | Pnom ratio (DC:AC)                  | 1.25                  |
| Pmpp                             | 76.0 kWp                 | No power sharing between MPPTs      |                       |
| U mpp                            | 568 V                    | <b>Total inverter power</b>         |                       |
| I mpp                            | 134 A                    | Total power                         | 66.7 kWac             |
| <b>Total PV power</b>            |                          | Nb. of Inverters                    | 1 unit                |
| Nominal (STC)                    | 83 kWp                   | Pnom ratio                          | 1.25                  |
| Total                            | 140 modules              |                                     |                       |
| Module area                      | 391 m <sup>2</sup>       |                                     |                       |
| <b>Battery Storage</b>           |                          | <b>Battery Pack Characteristics</b> |                       |
| <b>Battery</b>                   |                          | Voltage                             | 614 V                 |
| Manufacturer                     | Deye                     | Nominal Capacity                    | 400 Ah (C10)          |
| Model                            | BOS-G 12 - 61.44 kWh     | Temperature                         | Fixed 20 °C           |
| <b>Battery pack</b>              |                          |                                     |                       |
| Nb. of units                     | 4 In parallel            |                                     |                       |
| Discharging min. SOC             | 20.0 %                   |                                     |                       |
| Stored energy                    | 196.6 kWh                |                                     |                       |
| <b>Battery Input charger</b>     |                          |                                     |                       |
| Model                            | Generic                  |                                     |                       |
| Max. charg. power                | 75.0 kWdc                |                                     |                       |
| Max./Euro effc.                  | 97.0/95.0 %              |                                     |                       |
| <b>Battery to Grid Inverter</b>  |                          |                                     |                       |
| Model                            | Generic                  |                                     |                       |
| Max. disch. power                | 80.0 kWac                |                                     |                       |
| Max./Euro effc.                  | 97.0/95.0 %              |                                     |                       |

Рисунок А.3 Загальні параметри, характеристики фотоелектричної панелі в звіті з моделювання СЕС на 83,3 кВт



PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
01/11/25 18:18  
with V7.4.8

## Project: Synthesis of a combined backup power system for a city hospital

Variant: Central Ukrainian National Technical University

### Array losses

| Thermal Loss factor                        |                            | DC wiring losses      |              | Module Quality Loss |        |
|--|----------------------------|-----------------------|--------------|---------------------|--------|
| Module temperature according to irradiance |                            | Global array res.     | 71 mΩ        | Loss Fraction       | -0.8 % |
| Uc (const)                                 | 20.0 W/m <sup>2</sup> K    | Loss Fraction         | 1.5 % at STC |                     |        |
| Uv (wind)                                  | 0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s |                       |              |                     |        |
| Module mismatch losses                     |                            | Strings Mismatch loss |              |                     |        |
| Loss Fraction                              | 2.0 % at MPP               | Loss Fraction         | 0.1 %        |                     |        |

### IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

| 0°    | 30°   | 50°   | 60°   | 70°   | 75°   | 80°   | 85°   | 90°   |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1.000 | 0.998 | 0.981 | 0.948 | 0.862 | 0.776 | 0.636 | 0.403 | 0.000 |

Рисунок А.4 Втрати системи в звіті з моделювання СЕС на 83,3 кВт



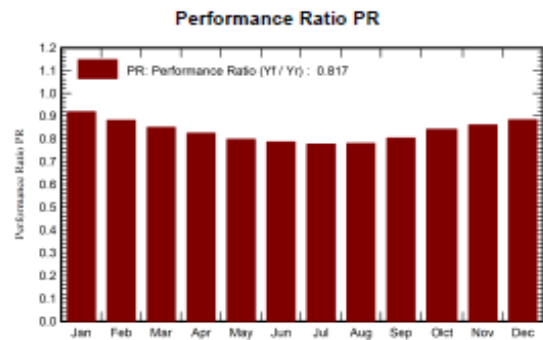
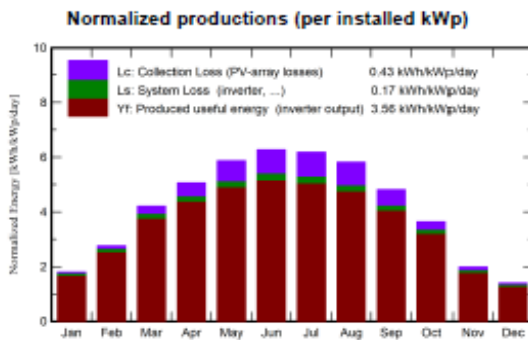
Project: Synthesis of a combined backup power system for a city hospital

PVsyst V7.4.8  
 VCO, Simulation date:  
 01/11/25 18:18  
 with V7.4.8

Variant: Central Ukrainian National Technical University

Main results

|                                      |                 |                     |                   |
|--------------------------------------|-----------------|---------------------|-------------------|
| <b>System Production</b>             |                 |                     |                   |
| Produced Energy                      | 103215 kWh/year | Specific production | 1239 kWh/kWp/year |
| Used Energy                          | 216000 kWh/year | Perf. Ratio PR      | 81.66 %           |
|                                      |                 | Solar Fraction SF   | 46.15 %           |
| <b>Battery aging (State of Wear)</b> |                 |                     |                   |
| Cycles SOW                           | 97.1 %          |                     |                   |
| Static SOW                           | 90.0 %          |                     |                   |



Balances and main results

|           | GlobHor            | DiffHor            | T_Amb | GlobInc            | GlobEff            | EArray | E_User | E_Solar | E_Grid | EFrGrid |
|-----------|--------------------|--------------------|-------|--------------------|--------------------|--------|--------|---------|--------|---------|
|           | kWh/m <sup>2</sup> | kWh/m <sup>2</sup> | °C    | kWh/m <sup>2</sup> | kWh/m <sup>2</sup> | kWh    | kWh    | kWh     | kWh    | kWh     |
| January   | 31.2               | 18.93              | -3.74 | 55.9               | 54.5               | 4578   | 18345  | 4279    | 0.0    | 14066   |
| February  | 51.0               | 27.59              | -2.94 | 77.1               | 75.2               | 6219   | 16570  | 5612    | 46.0   | 10958   |
| March     | 96.7               | 45.94              | 2.53  | 130.4              | 127.2              | 10202  | 18345  | 9008    | 234.2  | 9337    |
| April     | 133.9              | 65.85              | 9.87  | 151.9              | 147.5              | 11476  | 17753  | 10093   | 345.4  | 7661    |
| May       | 178.5              | 78.23              | 16.47 | 182.0              | 176.4              | 13288  | 18345  | 11370   | 740.1  | 6976    |
| June      | 192.9              | 81.02              | 19.63 | 188.0              | 182.0              | 13546  | 17753  | 11637   | 671.5  | 6116    |
| July      | 193.3              | 82.81              | 22.15 | 191.7              | 185.4              | 13694  | 18345  | 11903   | 506.4  | 6443    |
| August    | 163.7              | 62.73              | 21.62 | 180.5              | 175.3              | 12891  | 18345  | 11098   | 631.1  | 7247    |
| September | 115.2              | 47.98              | 15.33 | 144.4              | 140.3              | 10626  | 17753  | 9350    | 308.5  | 8403    |
| October   | 74.4               | 36.72              | 8.73  | 112.7              | 110.0              | 8694   | 18345  | 7859    | 49.2   | 10486   |
| November  | 33.8               | 19.03              | 3.33  | 59.6               | 58.2               | 4726   | 17753  | 4283    | 0.0    | 13471   |
| December  | 24.3               | 15.62              | -1.28 | 43.4               | 42.2               | 3506   | 18345  | 3192    | 0.0    | 15154   |
| Year      | 1288.9             | 582.45             | 9.38  | 1517.4             | 1474.2             | 113444 | 216000 | 99683   | 3532.3 | 116317  |

Legends

|         |  |         |   |
|---------|--|---------|---|
| GlobHor | Global horizontal Irradiation                | EArray  | Effective energy at the output of the array |
| DiffHor | Horizontal diffuse Irradiation               | E_User  | Energy supplied to the user                 |
| T_Amb   | Ambient Temperature                          | E_Solar | Energy from the sun                         |
| GlobInc | Global Incident in coil. plane               | E_Grid  | Energy injected into grid                   |
| GlobEff | Effective Global, corr. for IAM and shadings | EFrGrid | Energy from the grid                        |

Рисунок А.5 Основні результати в звіті з моделювання СЕС на 83,3 кВт



PVsyst V7.4.8  
VCO, Simulation date:  
01/11/25 18:18  
with V7.4.8

## Project: Synthesis of a combined backup power system for a city hospital

Variant: Central Ukrainian National Technical University

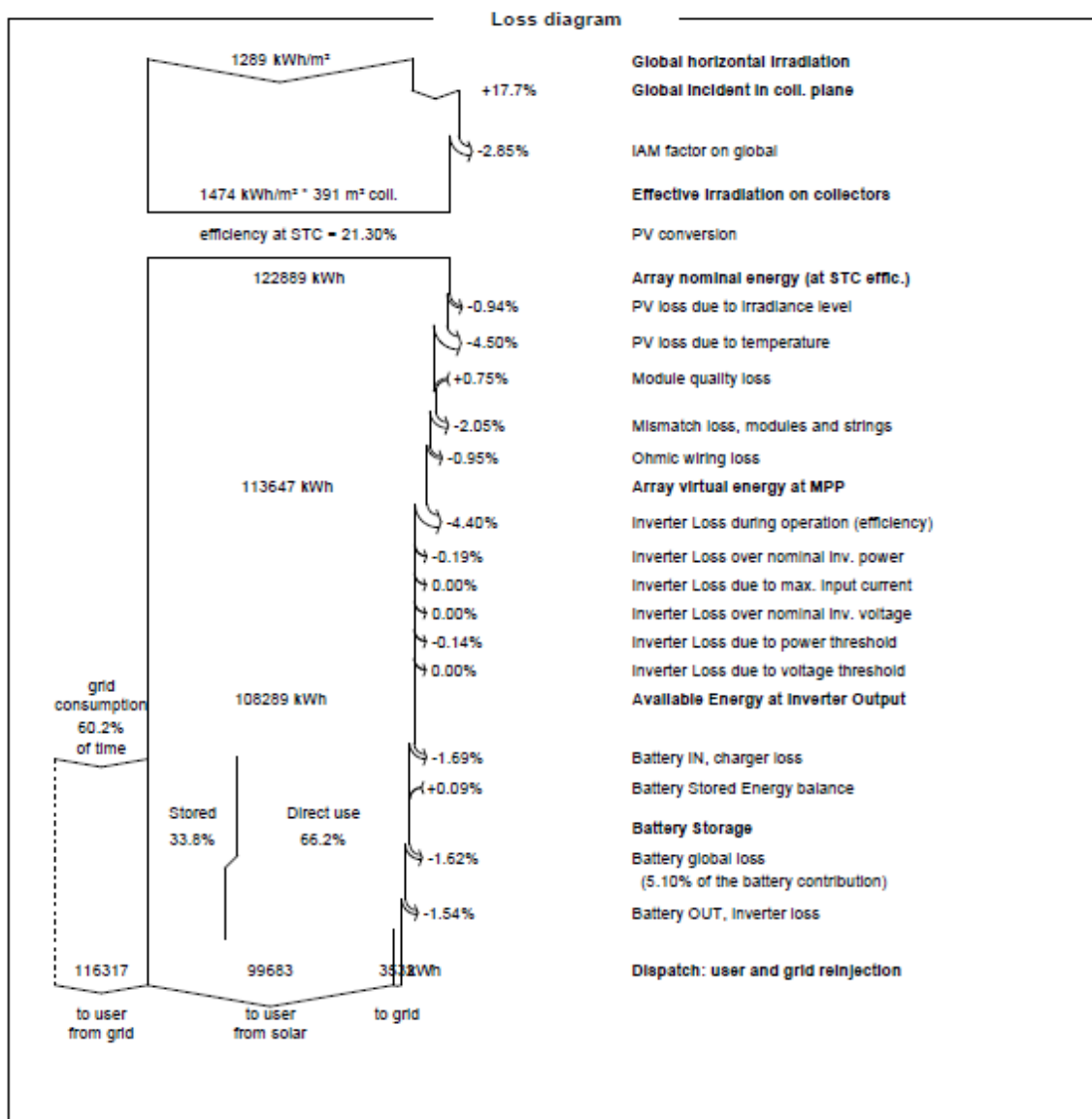


Рисунок А.6 Діаграма втрат в звіті з моделювання СЕС на 83,3 кВт



PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
01/11/25 18:18  
with V7.4.8

## Project: Synthesis of a combined backup power system for a city hospital

Variant: Central Ukrainian National Technical University

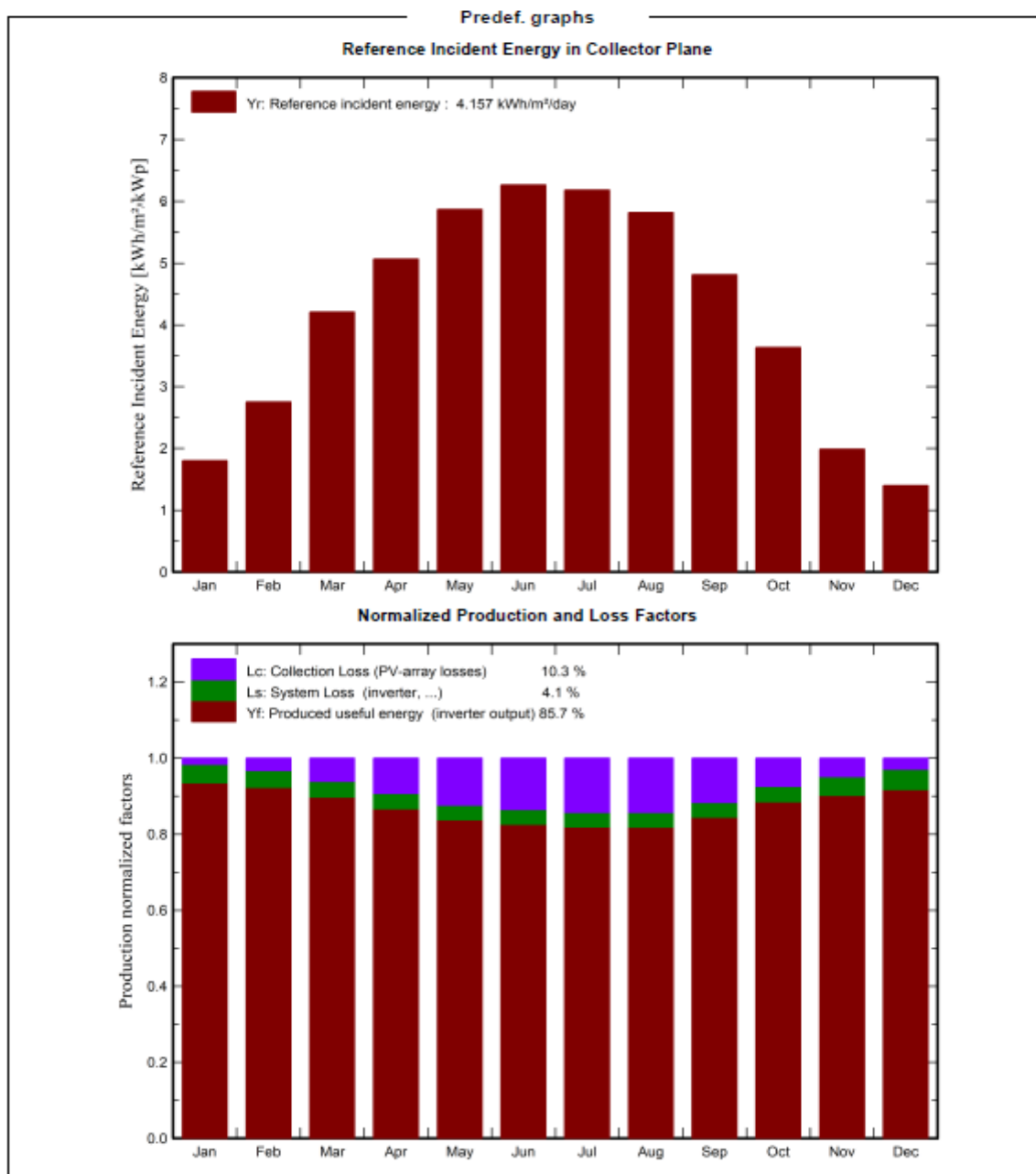


Рисунок А.7 Попередньо визначені графіки на сторінці 7 в звіті з моделювання СЕС на 83,3 кВт



PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
01/11/25 18:18  
with V7.4.8

## Project: Synthesis of a combined backup power system for a city hospital

Variant: Central Ukrainian National Technical University

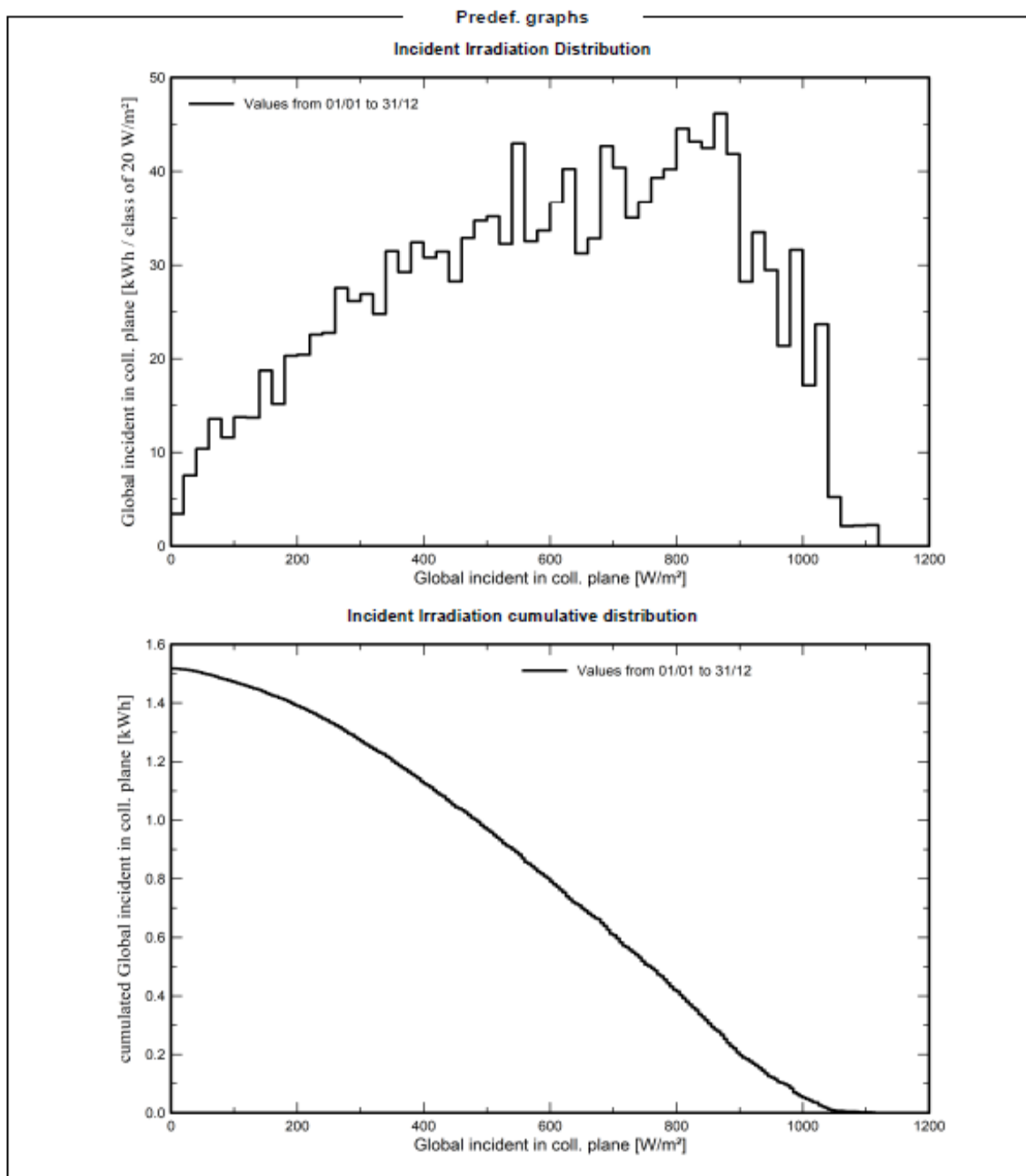


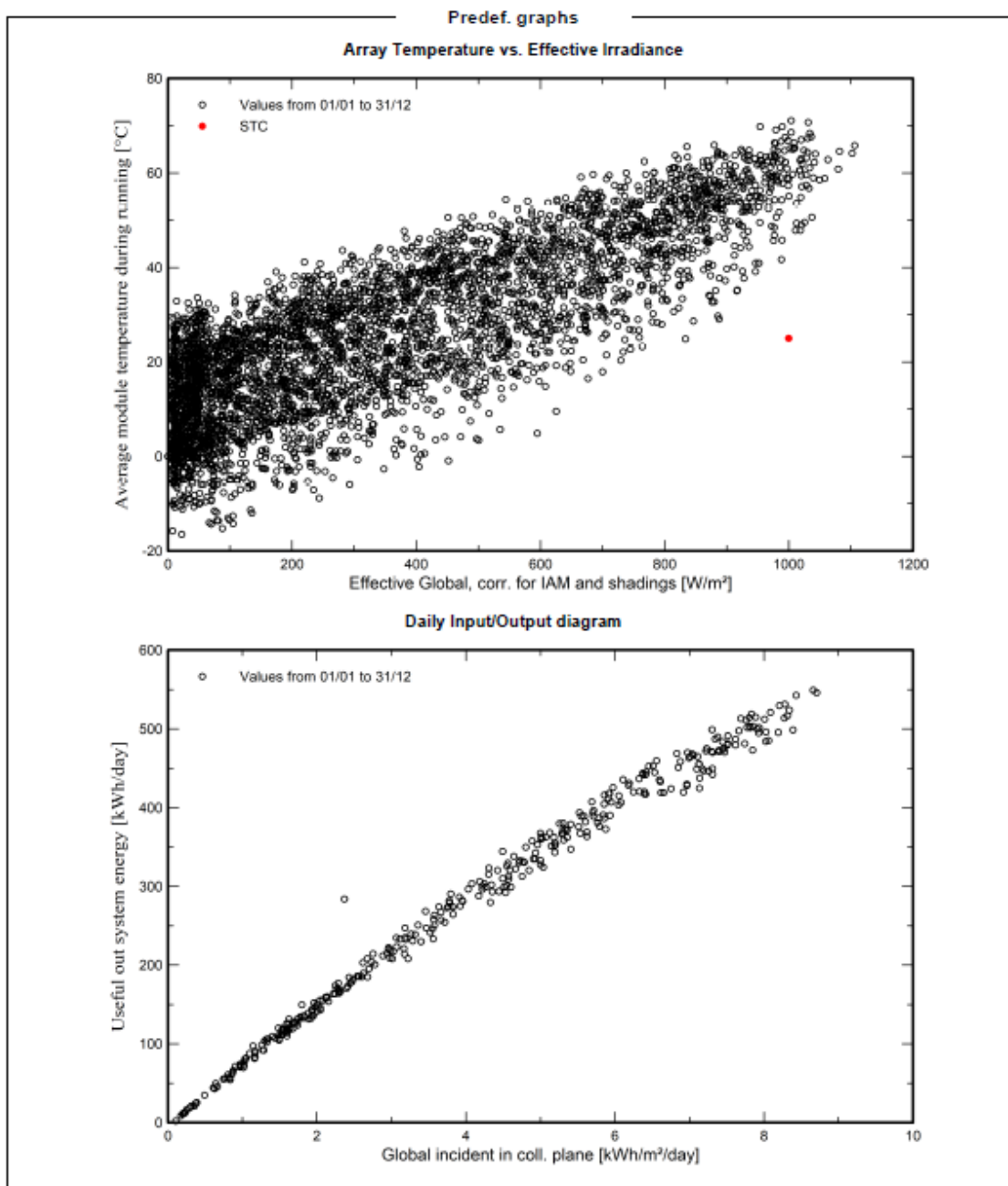
Рисунок А.8 Попередньо визначені графіки на сторінці 8 в звіті з моделювання СЕС на 83,3 кВт



PVsyst V7.4.8  
 VCO, Simulation date:  
 01/11/25 18:18  
 with V7.4.8

Project: Synthesis of a combined backup power system for a  
 city hospital

Variant: Central Ukrainian National Technical University



01/11/25

PVsyst Licensed to

Page 9/13

Рисунок А.9 Попередньо визначені графіки на сторінці 9 в звіті з моделювання СЕС на 83,3 кВт

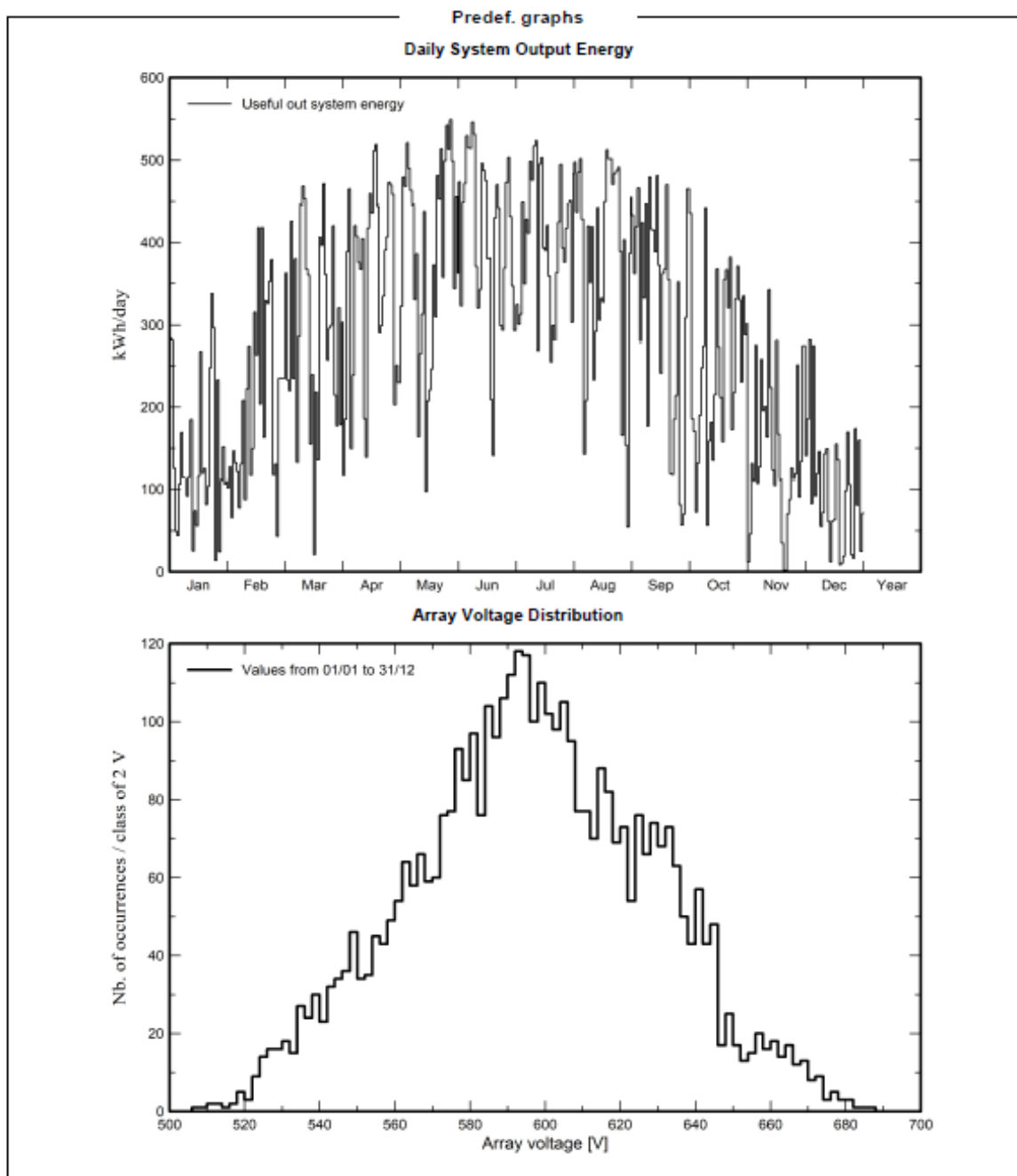


PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
01/11/25 18:18  
with V7.4.8

Project: Synthesis of a combined backup power system for a  
city hospital

Variant: Central Ukrainian National Technical University



01/11/25

PVsyst Licensed to

Page 10/13

Рисунок А.10 Попередньо визначені графіки на сторінці 10 в звіті з моделювання СЕС на 83,3 кВт



PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
01/11/25 18:18  
with V7.4.8Project: Synthesis of a combined backup power system for a  
city hospital

Variant: Central Ukrainian National Technical University

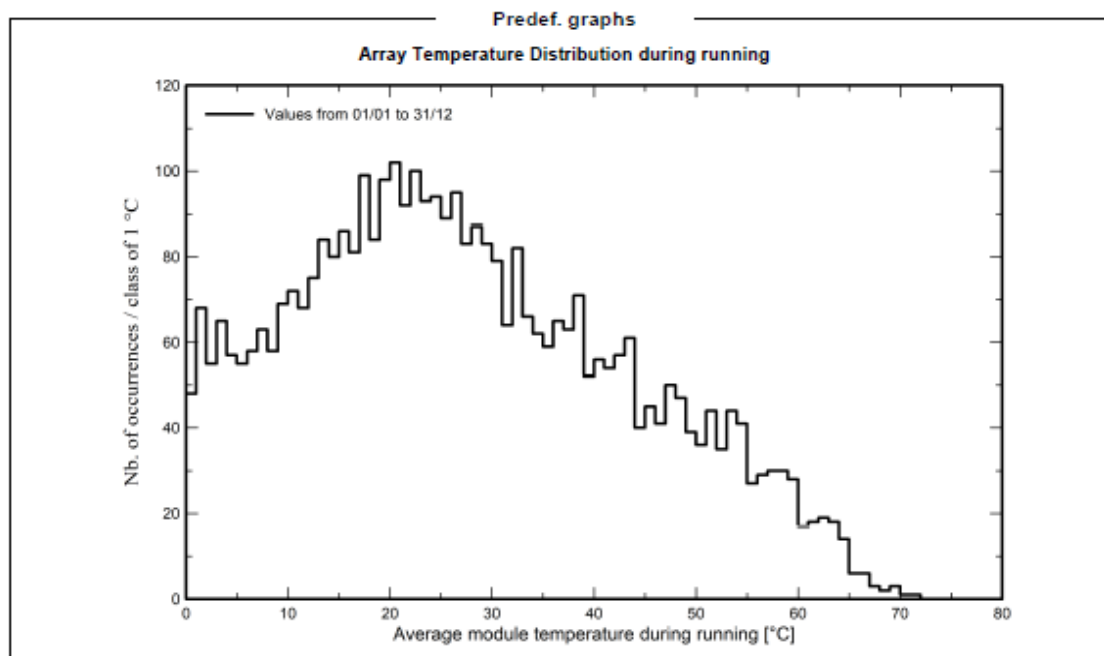


Рисунок А.11 Попередньо визначені графіки на сторінці 7 в звіті з моделювання СЕС на 83,3 кВт



PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
01/11/25 18:18  
with V7.4.8

Project: Synthesis of a combined backup power system for a  
city hospital

Variant: Central Ukrainian National Technical University

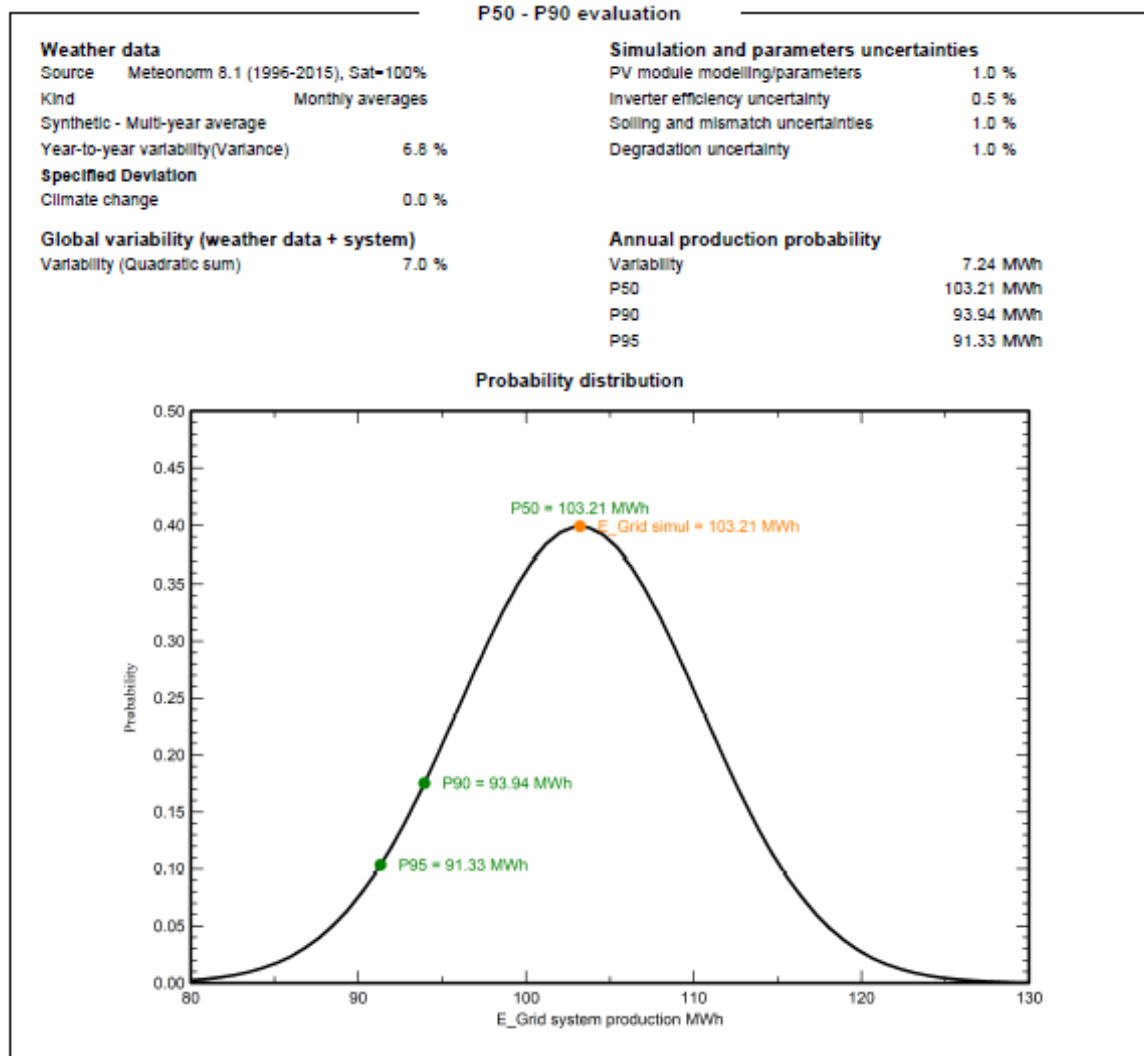


Рисунок А.12 Оцінка P50 - P90 в звіті з моделювання СЕС на 83,3 кВт

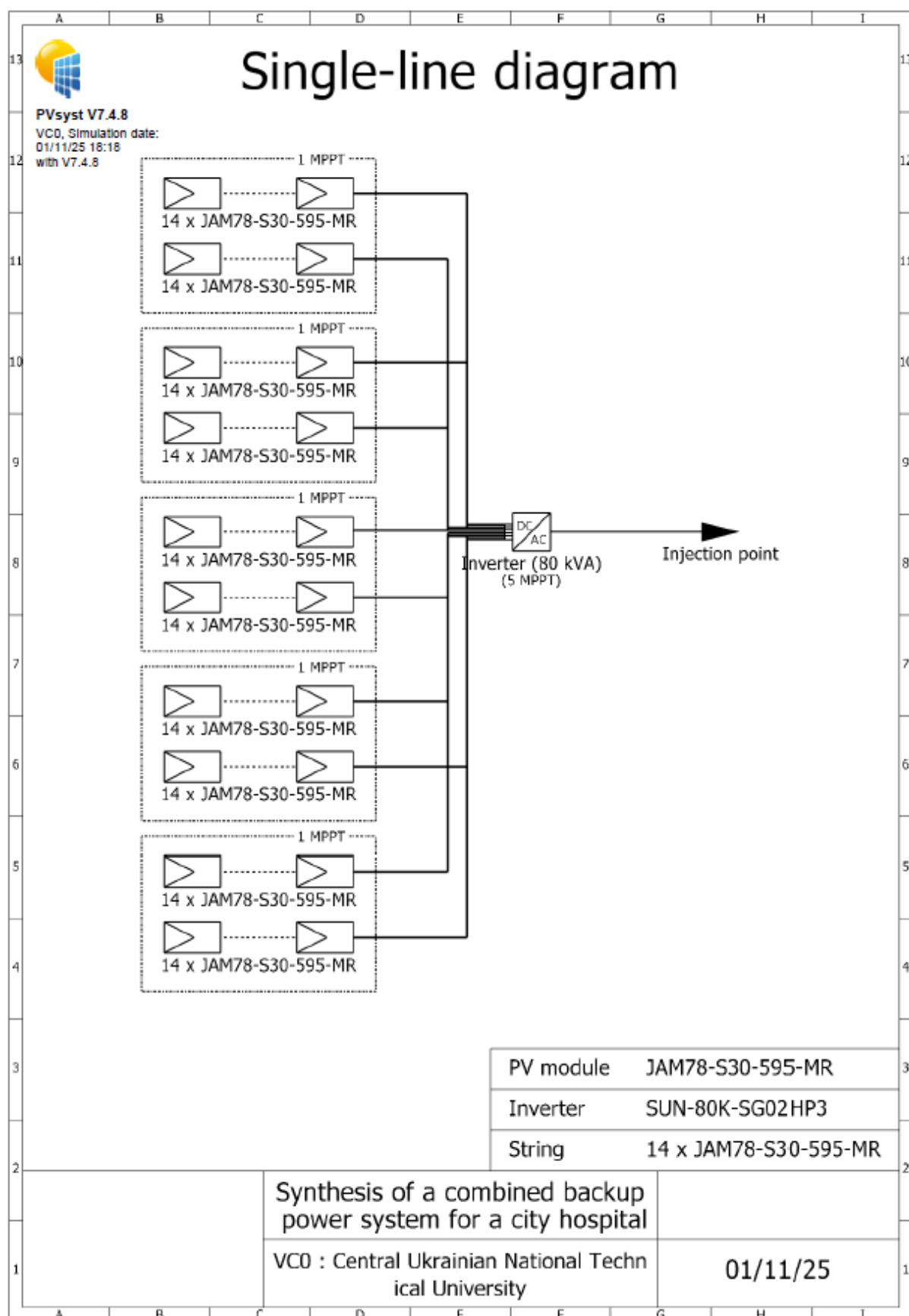


Рисунок А.13 Однолінійна діаграма в звіті з моделювання СЕС на 83,3 кВт



Version 7.4.8

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: Synthesis of a combined backup power system for a city hospital2

Variant: Central Ukrainian National Technical University2

No 3D scene defined, no shadings

System power: 214 kWp

Novoukrayinka - Ukraine

| Author

Рисунок А.14 Титульний лист звіту з моделювання СЕС на 214,0 кВт



PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
01/11/25 16:14  
with V7.4.8

## Project: Synthesis of a combined backup power system for a city hospital2

Variant: Central Ukrainian National Technical University2

### Project summary

|   |  |  |
|---|--|--|
| <b>Geographical Site</b><br>Novoukrayinka<br>Ukraine                                    | <b>Situation</b><br>Latitude 48.31 °N<br>Longitude 31.53 °E<br>Altitude 183 m<br>Time zone UTC+2 | <b>Project settings</b><br>Albedo 0.20 |
| <b>Weather data</b><br>Novoukrayinka<br>Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic |  |  |

### System summary

|  |  |  |
|--|--|--|
| <b>Grid-Connected System</b>   | <b>No 3D scene defined, no shadings</b>                        |  |
| <b>PV Field Orientation</b><br>Fixed plane<br>Tilt/Azimuth 30 / 12 ° | <b>Near Shadings</b><br>No Shadings                            | <b>User's needs</b><br>Fixed constant load<br>111 kW<br>Global<br>972 MWh/Year |
| <b>System information</b><br><b>PV Array</b>                         | <b>Inverters</b>   |  |
| Nb. of modules 360 units<br>Pnom total 214 kWp                       | Nb. of units 1 unit<br>Pnom total 215 kWac<br>Pnom ratio 0.996 |  |

### Results summary

|                                 |                                       |                           |
|---------------------------------|---------------------------------------|---------------------------|
| Produced Energy 283910 kWh/year | Specific production 1325 kWh/kWp/year | Perf. Ratio PR 87.80 %    |
| Used Energy 972001 kWh/year     |                                       | Solar Fraction SF 25.60 % |

### Table of contents

|   |    |
|---|----|
| Project and results summary                                 | 2  |
| General parameters, PV Array Characteristics, System losses | 3  |
| Main results  | 4  |
| Loss diagram  | 5  |
| Predef. graphs  | 6  |
| P50 - P90 evaluation  | 12 |
| Single-line diagram   | 13 |

Рисунок А.15 Зведення проекту та результатів в звіті з моделювання СЕС на 214,0 кВт



## Project: Synthesis of a combined backup power system for a city hospital2

**PVsyst V7.4.8**

VCD, Simulation date:  
01/11/25 16:14  
with V7.4.8

Variant: Central Ukrainian National Technical University2

| General parameters           |   |                         |
|------------------------------|---|-------------------------|
| <b>Grid-Connected System</b> | <b>No 3D scene defined, no shadings</b> |                         |
| <b>PV Field Orientation</b>  | <b>Sheds configuration</b>              | <b>Models used</b>      |
| Orientation                  | No 3D scene defined                     | Transposition Perez     |
| Fixed plane                  |   | Diffuse Perez, Meteorom |
| Tilt/Azimuth 30 / 12 °       |   | Circumsolar separate    |
| <b>Horizon</b>               | <b>Near Shadings</b>                    | <b>User's needs</b>     |
| Free Horizon                 | No Shadings                             | Fixed constant load     |
|                              |   | 111 kW                  |
|                              |   | Global                  |
|                              |   | 972 MWh/Year            |

| PV Array Characteristics         |   |  |  |
|----------------------------------|---|--|--|
| <b>PV module</b>                 | <b>Inverter</b>                         |  |  |
| Manufacturer JA solar            | Manufacturer Ginlong Technologies       |  |  |
| Model JAM78-S30-595-MR           | Model Solis_215K_EHV_5G_PLUS            |  |  |
| (Original PVsyst database)       | (Original PVsyst database)              |  |  |
| Unit Nom. Power 595 Wp           | Unit Nom. Power 215 kWac                |  |  |
| Number of PV modules 360 units   | Number of Inverters 9 * MPPT 11% 1 unit |  |  |
| Nominal (STC) 214 kWp            | Total power 215 kWac                    |  |  |
| Modules 18 string x 20 in series | Operating voltage 480-1500 V            |  |  |
| <b>At operating cond. (50°C)</b> | Pnom ratio (DC:AC) 1.00                 |  |  |
| Pmpp 196 kWp                     | No power sharing between MPPTs          |  |  |
| U mpp 811 V                      |   |  |  |
| I mpp 241 A                      |   |  |  |
| <b>Total PV power</b>            | <b>Total inverter power</b>             |  |  |
| Nominal (STC) 214 kWp            | Total power 215 kWac                    |  |  |
| Total 360 modules                | Number of Inverters 1 unit              |  |  |
| Module area 1006 m²              | Pnom ratio 1.00                         |  |  |

| Array losses  |                              |                            |        |       |       |       |       |       |
|---|------------------------------|----------------------------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|
| <b>Thermal Loss factor</b>                              | <b>DC wiring losses</b>      | <b>Module Quality Loss</b> |        |       |       |       |       |       |
| Module temperature according to irradiance              | Global array res. 56 mΩ      | Loss Fraction              | -0.8 % |       |       |       |       |       |
| Uc (const) 20.0 W/m²K                                   | Loss Fraction 1.5 % at STC   |                            |        |       |       |       |       |       |
| Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s                                 |                              |                            |        |       |       |       |       |       |
| <b>Module mismatch losses</b>                           | <b>Strings Mismatch loss</b> |                            |        |       |       |       |       |       |
| Loss Fraction 2.0 % at MPP                              | Loss Fraction 0.1 %          |                            |        |       |       |       |       |       |
| <b>IAM loss factor</b>                                  |                              |                            |        |       |       |       |       |       |
| Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526 |                              |                            |        |       |       |       |       |       |
| 0°  | 30°                          | 50°                        | 60°    | 70°   | 75°   | 80°   | 85°   | 90°   |
| 1.000   | 0.998                        | 0.981                      | 0.948  | 0.862 | 0.776 | 0.636 | 0.403 | 0.000 |

Рисунок А.16 Загальні параметри, характеристики фотоелектричної панелі, втрати системи в звіті з моделювання СЕС на 214,0 кВт



Project: Synthesis of a combined backup power system for a city hospital2

Variant: Central Ukrainian National Technical University2

PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
01/11/25 16:14  
with V7.4.8

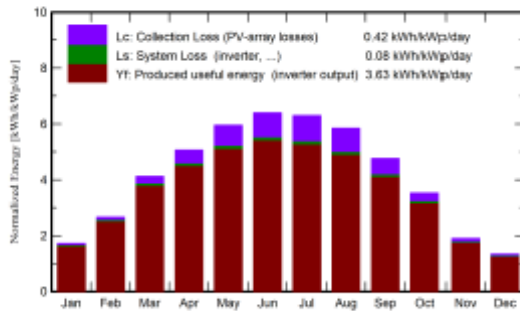
Main results

System Production

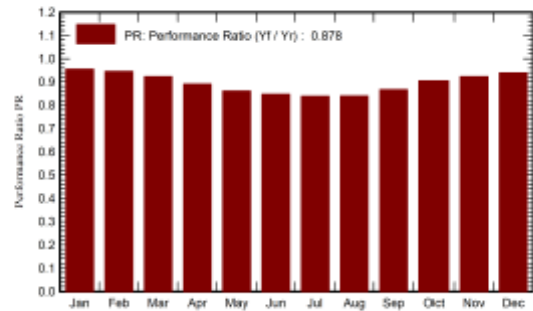
Produced Energy 283910 kWh/year  
Used Energy 972001 kWh/year

Specific production 1325 kWh/kWp/year  
Perf. Ratio PR 87.80 %  
Solar Fraction SF 25.60 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

|           | GlobHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | DiffHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | T_Amb<br>°C | GlobInc<br>kWh/m <sup>2</sup> | GlobEff<br>kWh/m <sup>2</sup> | EArray<br>kWh | E_User<br>kWh | E_Solar<br>kWh | E_Grid<br>kWh | EFrGrid<br>kWh |
|-----------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|----------------|---------------|----------------|
| January   | 31.2                          | 18.93                         | -3.74       | 53.2                          | 51.6                          | 11166         | 82553         | 10581          | 309           | 71972          |
| February  | 51.0                          | 27.59                         | -2.94       | 74.6                          | 72.5                          | 15455         | 74564         | 13896          | 1211          | 60668          |
| March     | 96.7                          | 45.94                         | 2.53        | 127.7                         | 124.3                         | 25798         | 62553         | 22105          | 3139          | 60449          |
| April     | 133.9                         | 65.85                         | 9.87        | 151.9                         | 147.4                         | 29608         | 79890         | 24942          | 4028          | 54948          |
| May       | 178.5                         | 78.23                         | 16.47       | 184.5                         | 178.8                         | 34790         | 82553         | 28692          | 5342          | 53861          |
| June      | 192.9                         | 81.02                         | 19.63       | 191.7                         | 185.7                         | 35618         | 79890         | 29496          | 5332          | 50394          |
| July      | 193.3                         | 82.81                         | 22.15       | 195.1                         | 188.8                         | 35861         | 82553         | 30322          | 4750          | 52231          |
| August    | 163.7                         | 62.73                         | 21.62       | 181.2                         | 176.0                         | 33325         | 82553         | 27487          | 5110          | 55066          |
| September | 115.2                         | 47.98                         | 15.33       | 142.7                         | 138.5                         | 27074         | 79890         | 22926          | 3562          | 56964          |
| October   | 74.4                          | 36.72                         | 8.73        | 109.0                         | 106.1                         | 21616         | 82553         | 19378          | 1762          | 63175          |
| November  | 33.8                          | 19.03                         | 3.33        | 56.8                          | 55.2                          | 11553         | 79890         | 10870          | 372           | 69020          |
| December  | 24.3                          | 15.62                         | -1.28       | 41.3                          | 39.9                          | 8545          | 82553         | 8101           | 195           | 74453          |
| Year      | 1288.9                        | 582.45                        | 9.38        | 1509.7                        | 1464.7                        | 290410        | 972001        | 248798         | 35112         | 723203         |

Legends

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T\_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E\_User Energy supplied to the user
- E\_Solar Energy from the sun
- E\_Grid Energy injected into grid
- EFrGrid Energy from the grid

Рисунок А.17 Основні результати в звіті з моделювання СЕС на 214,0 кВт



**PVsyst V7.4.8**  
 VCO, Simulation date:  
 01/11/25 16:14  
 with V7.4.8

**Project: Synthesis of a combined backup power system for a city hospital2**

Variant: Central Ukrainian National Technical University2

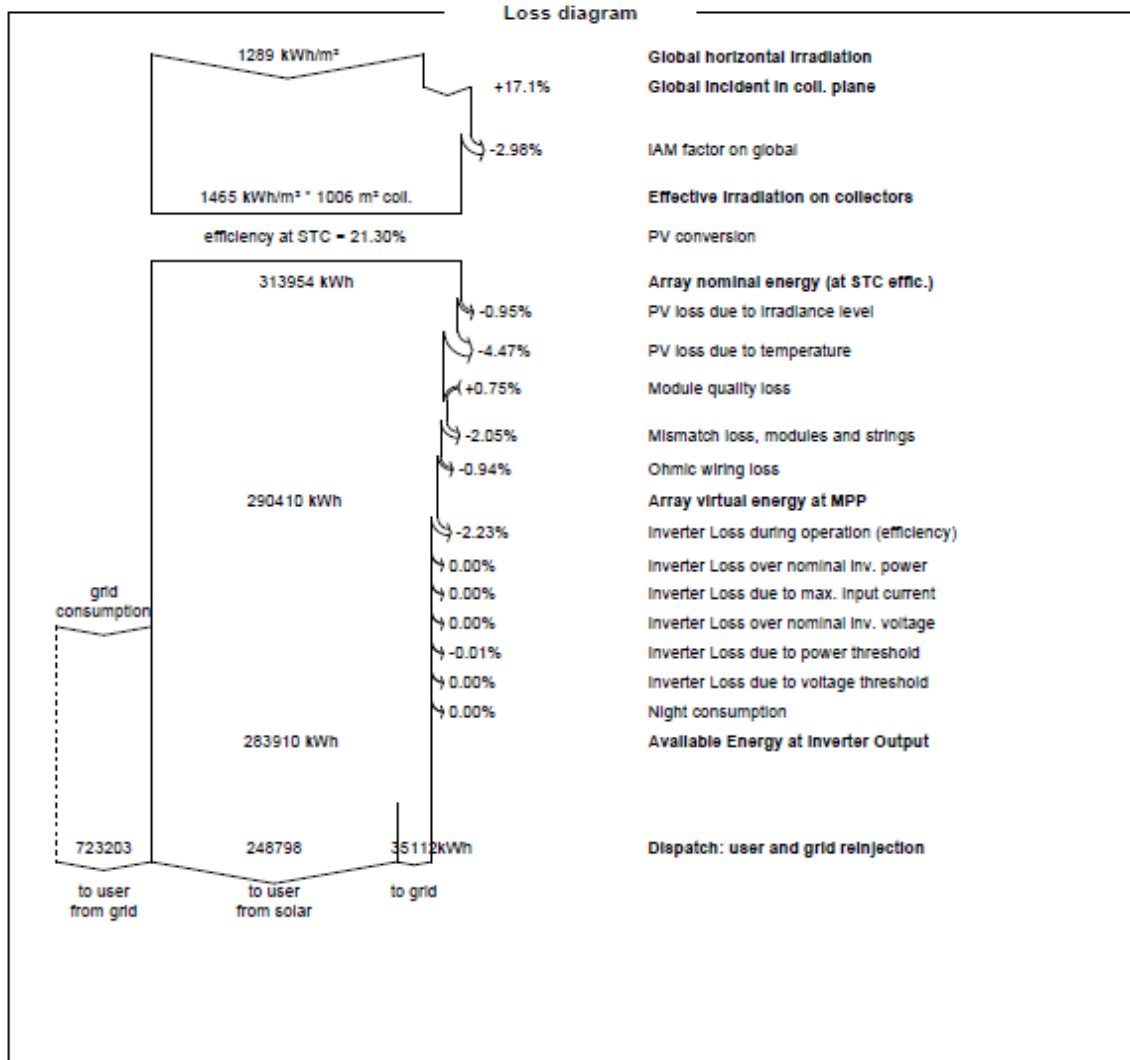


Рисунок А.18 Діаграма втрат в звіті з моделювання СЕС на 214,0 кВт

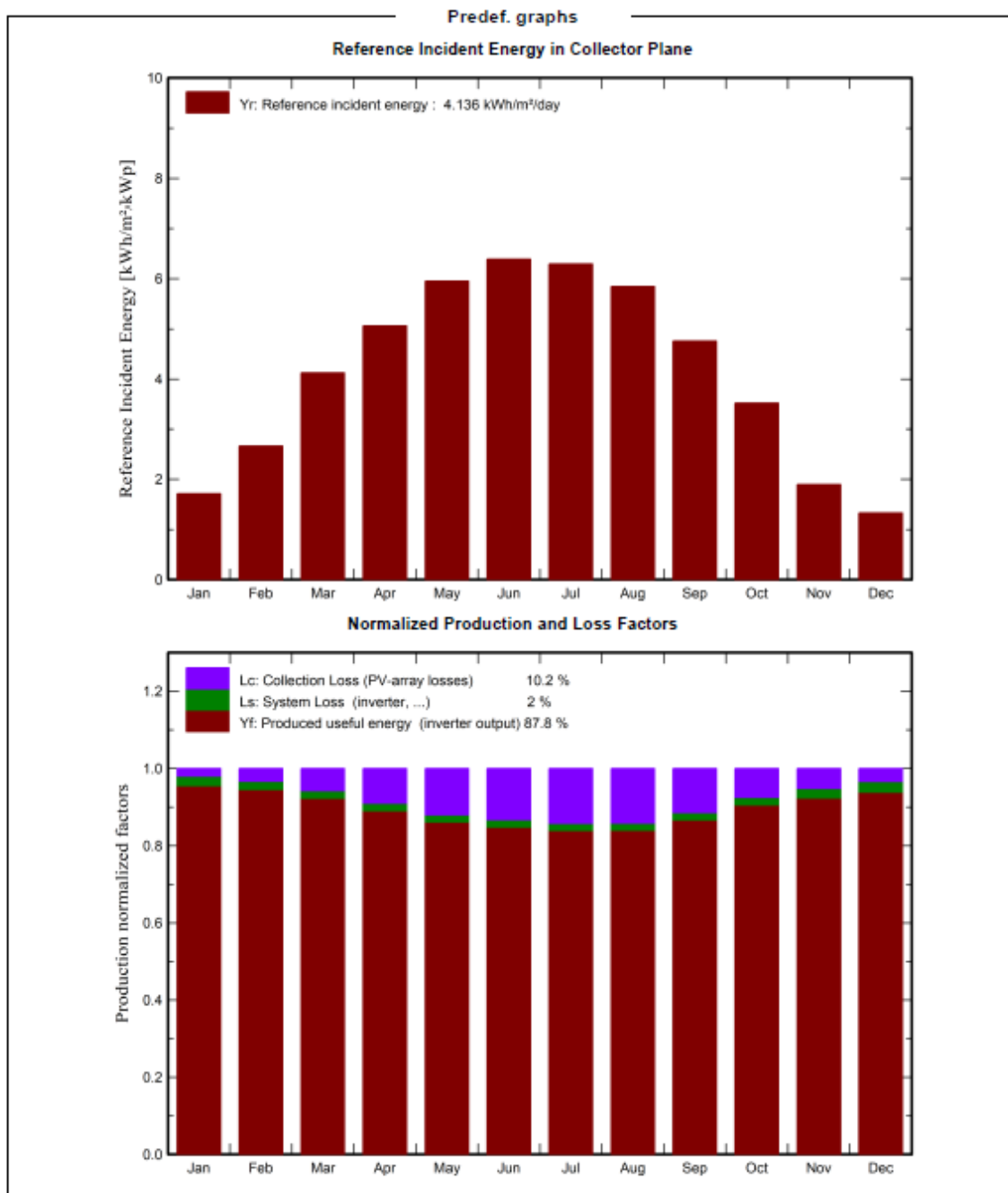


PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
01/11/25 16:14  
with V7.4.8

## Project: Synthesis of a combined backup power system for a city hospital2

Variant: Central Ukrainian National Technical University2



01/11/25

PVsyst Licensed to

Page 6/13

Рисунок А.19 Попередньо визначені графіки на сторінці 6 в звіті з моделювання СЕС на 214,0 кВт

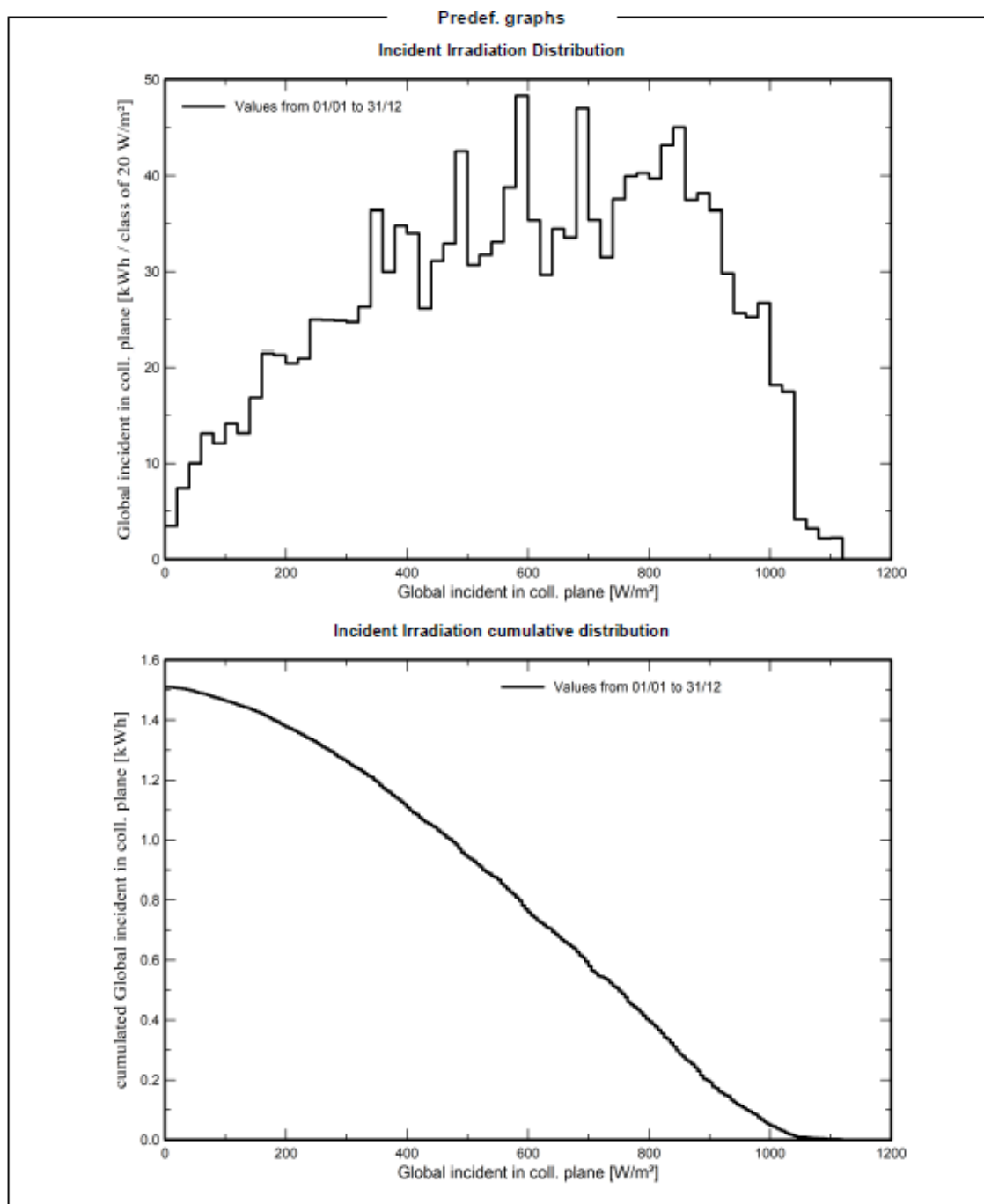


PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
01/11/25 16:14  
with V7.4.8

Project: Synthesis of a combined backup power system for a  
city hospital2

Variant: Central Ukrainian National Technical University2



01/11/25

PVsyst Licensed to

Page 7/13

Рисунок А.20 Попередньо визначені графіки на сторінці 7 в звіті з моделювання СЕС на 214,0 кВт



PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
01/11/25 16:14  
with V7.4.8

Project: Synthesis of a combined backup power system for a  
city hospital2

Variant: Central Ukrainian National Technical University2

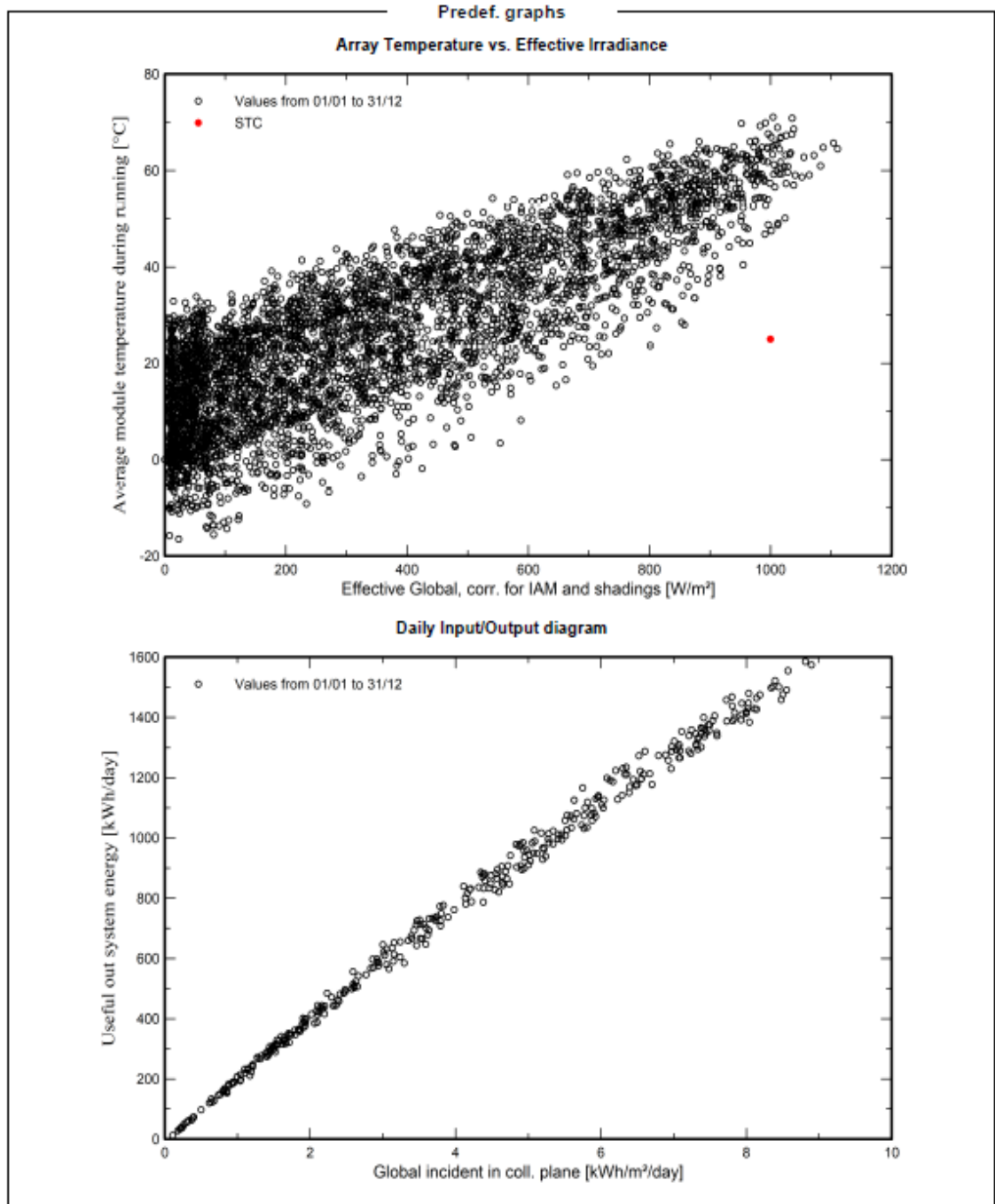


Рисунок А.21 Попередньо визначені графіки на сторінці 8 в звіті з моделювання СЕС на 214,0 кВт



PVsyst V7.4.8

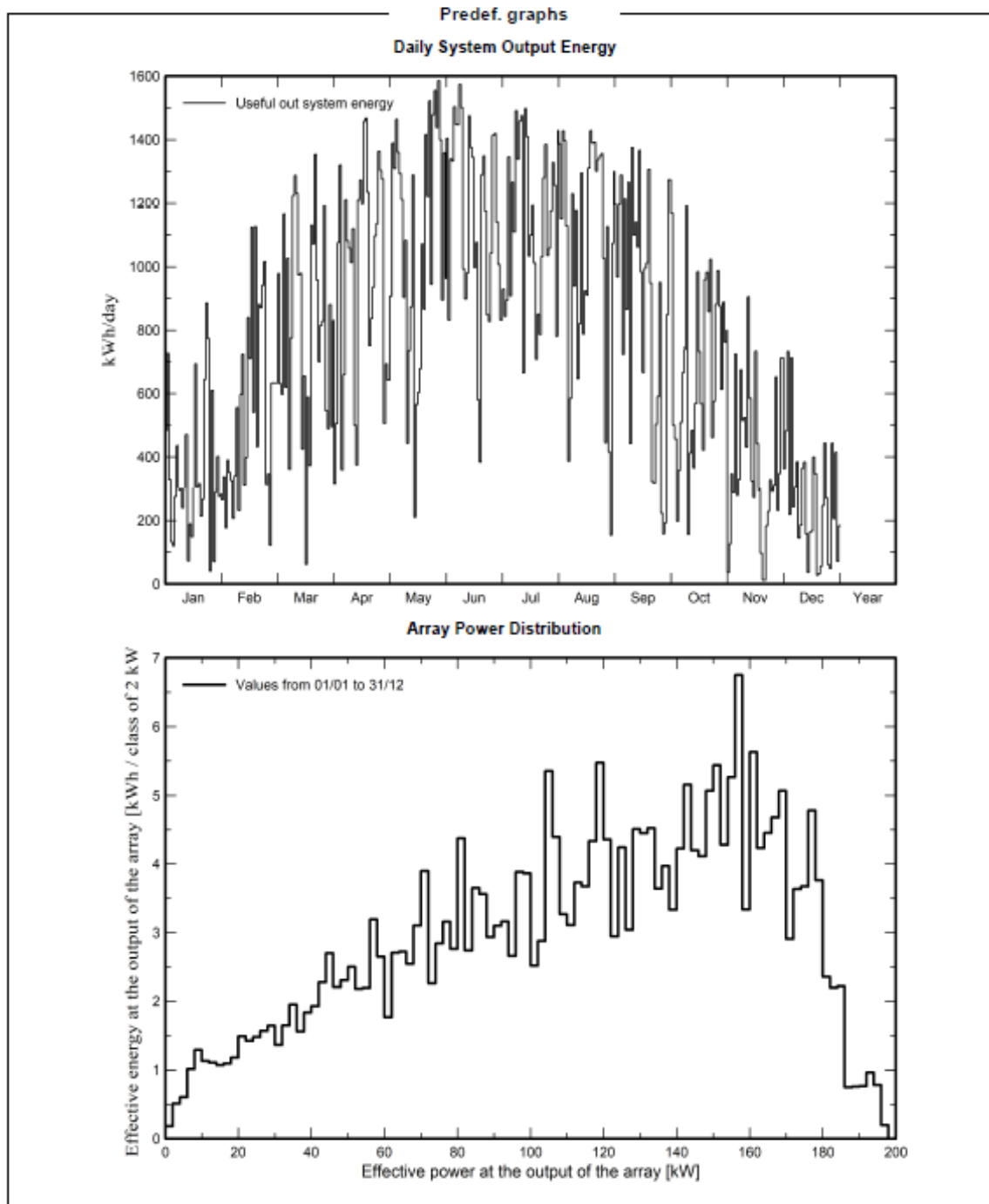
VC0, Simulation date:

01/11/25 16:14

with V7.4.8

## Project: Synthesis of a combined backup power system for a city hospital2

Variant: Central Ukrainian National Technical University2



01/11/25

PVsyst Licensed to

Page 9/13

Рисунок А.22 Попередньо визначені графіки на сторінці 9 в звіті з моделювання СЕС на 214,0 кВт



PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
01/11/25 16:14  
with V7.4.8

## Project: Synthesis of a combined backup power system for a city hospital2

Variant: Central Ukrainian National Technical University2

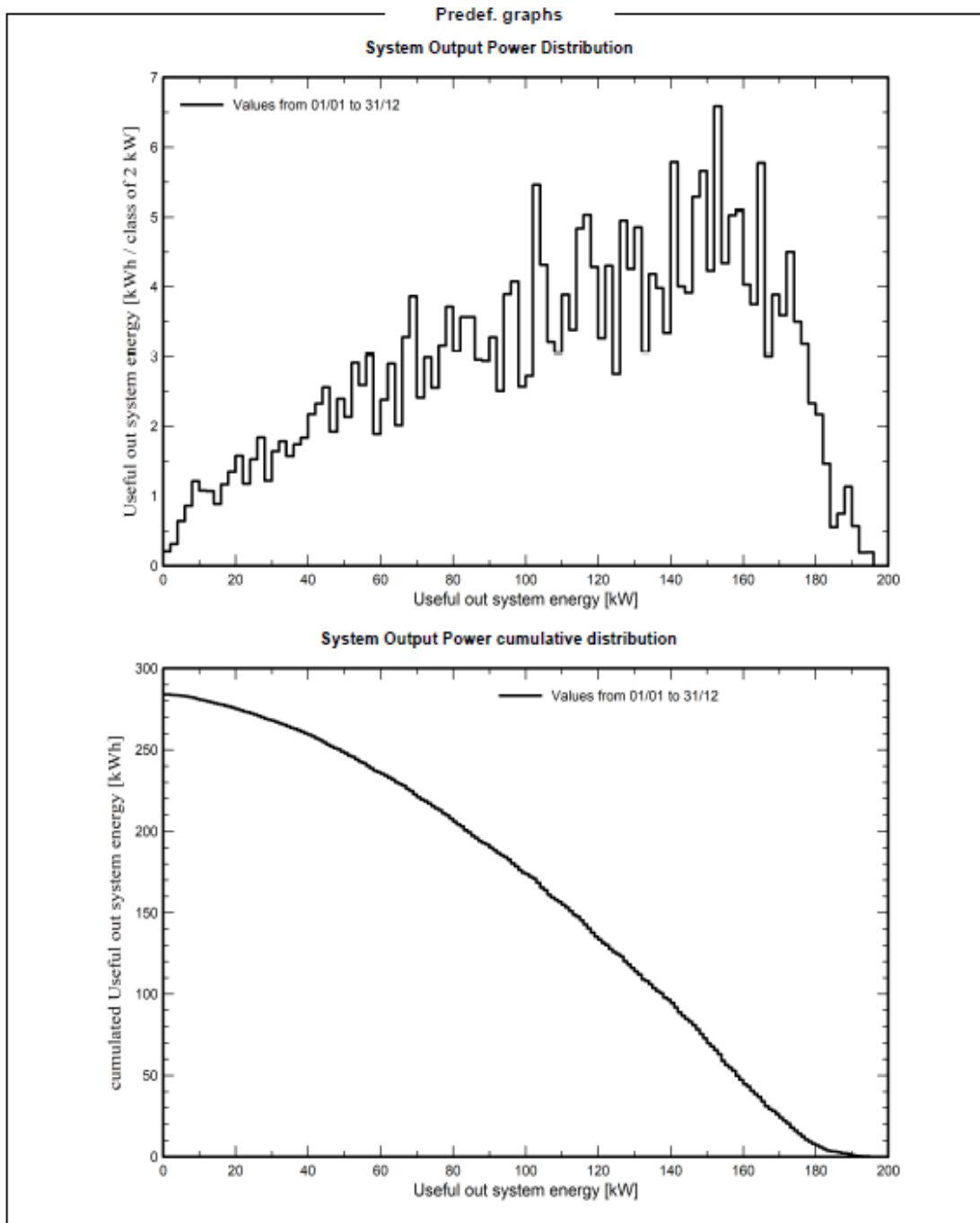


Рисунок А.23 Попередньо визначені графіки на сторінці 10 в звіті з моделювання СЕС на 214,0 кВт



PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
01/11/25 16:14  
with V7.4.8

Project: Synthesis of a combined backup power system for a  
city hospital2

Variant: Central Ukrainian National Technical University2

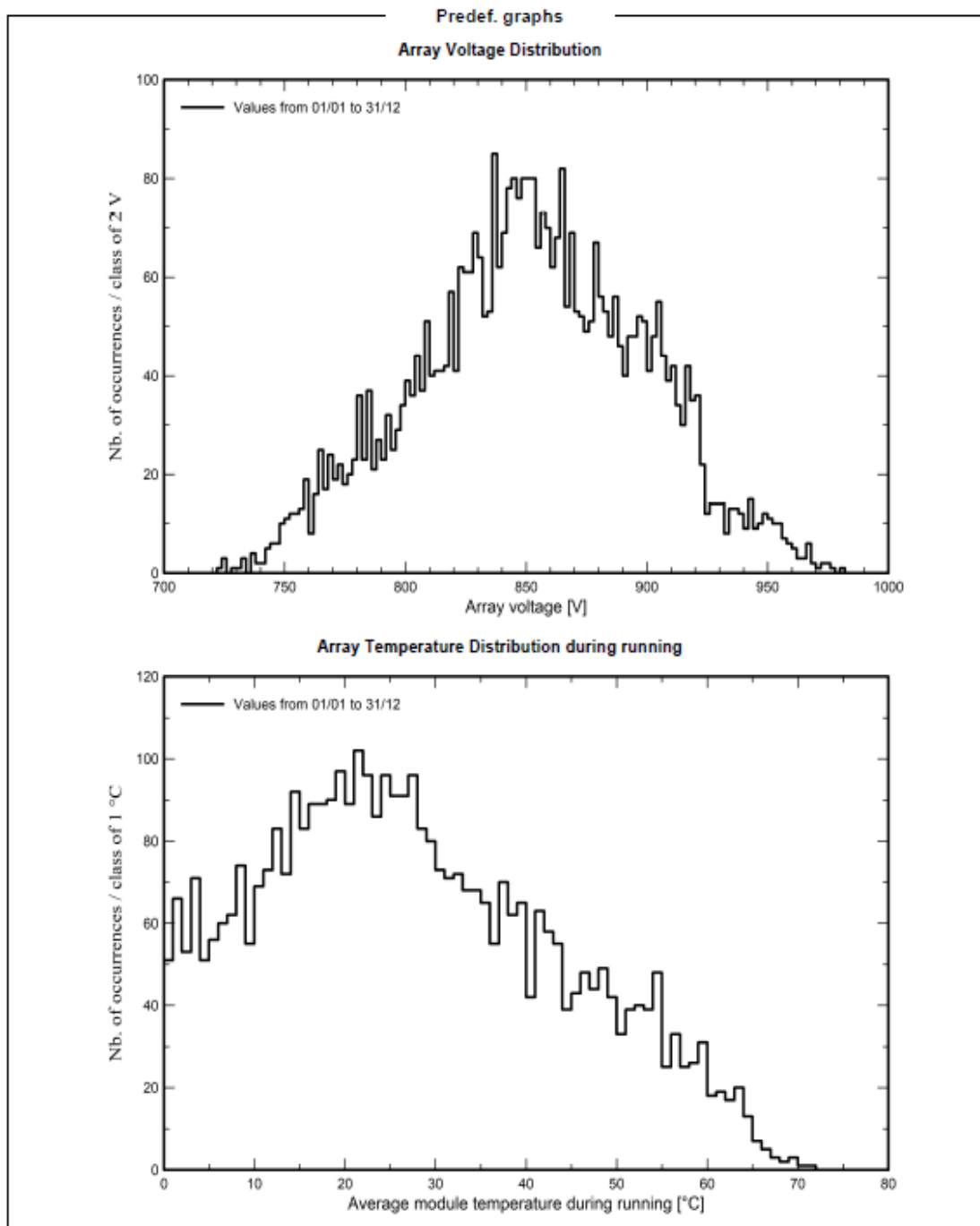


Рисунок А.24 Попередньо визначені графіки на сторінці 11 в звіті з моделювання СЕС на 214,0 кВт



PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
01/11/25 16:14  
with V7.4.8

## Project: Synthesis of a combined backup power system for a city hospital2

Variant: Central Ukrainian National Technical University2

### P50 - P90 evaluation

#### Weather data

Source Meteonom 8.1 (1996-2015), Sat=100%  
Kind Monthly averages  
Synthetic - Multi-year average  
Year-to-year variability(Variance) 6.8 %  
Specified Deviation  
Climate change 0.0 %

#### Global variability (weather data + system)

Variability (Quadratic sum) 7.0 %

#### Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters 1.0 %  
Inverter efficiency uncertainty 0.5 %  
Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %  
Degradation uncertainty 1.0 %

#### Annual production probability

Variability 19.9 MWh  
P50 283.9 MWh  
P90 258.4 MWh  
P95 251.2 MWh

### Probability distribution

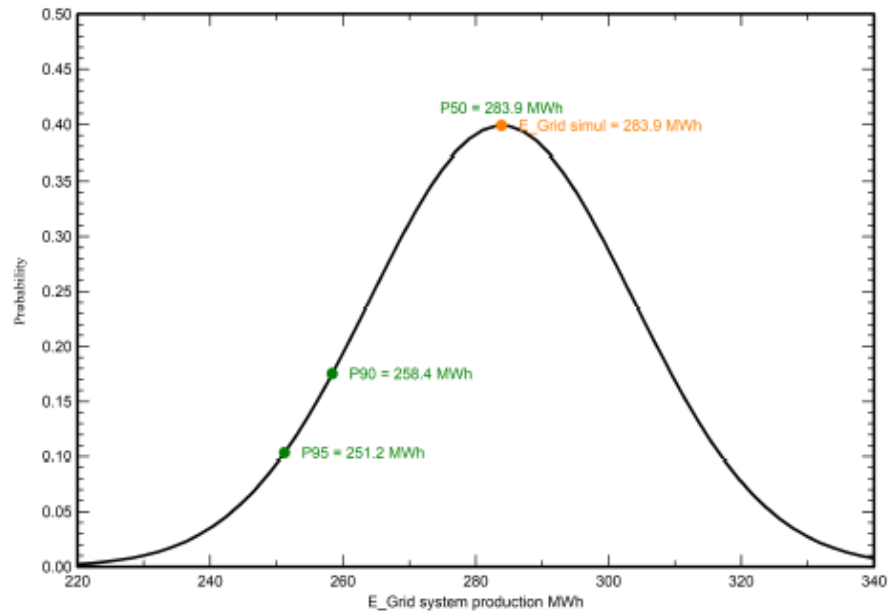


Рисунок А.25 Оцінка P50 - P90 в звіті з моделювання СЕС на 214,0 кВт

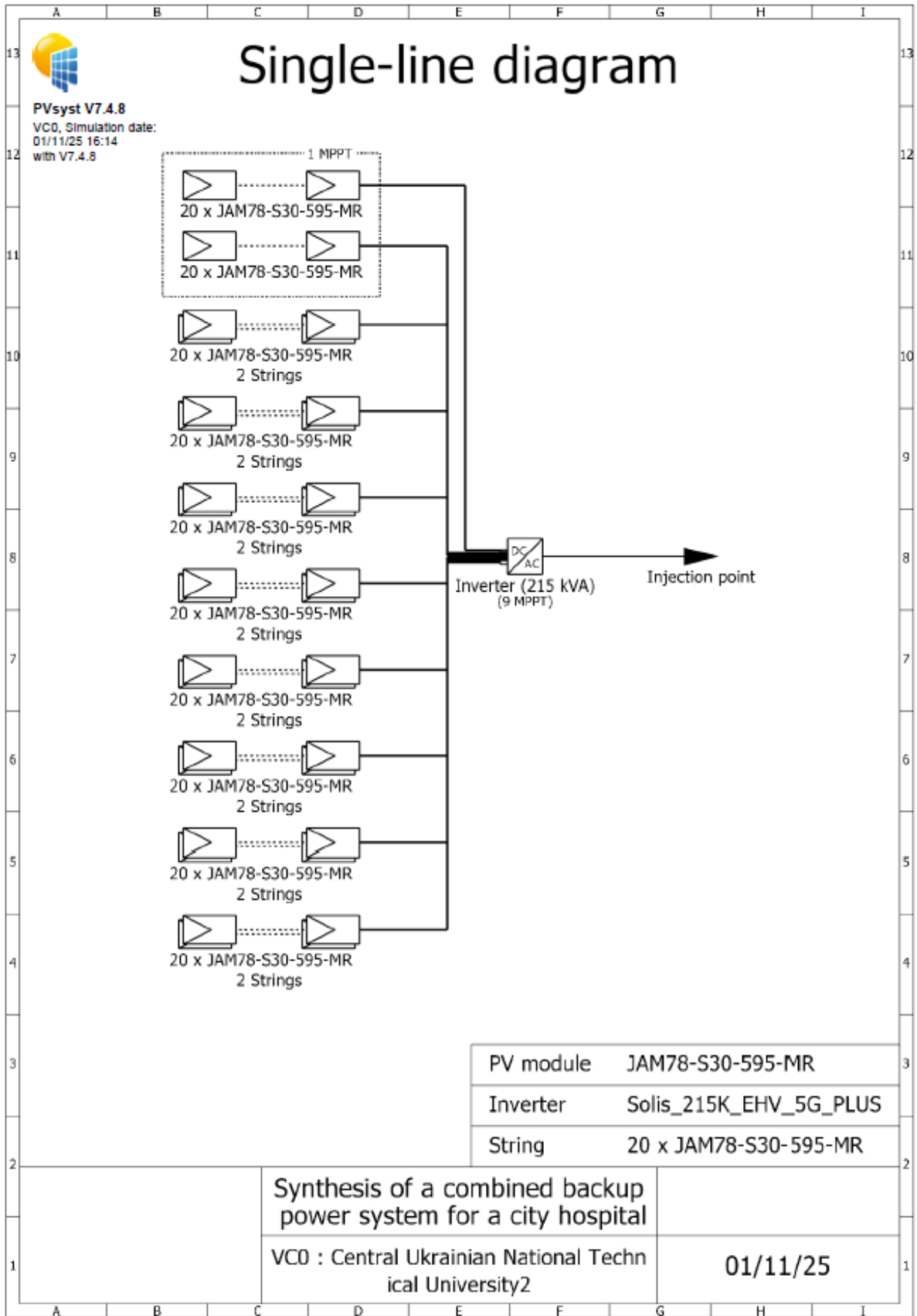


Рисунок А.26 Однолінійна діаграма в звіті з моделювання СЕС на 214,0 кВт